

 सत्यमेव जयते	<b>राजस्थान राजपत्र</b> <b>विशेषांक</b>	<b>RAJASTHAN GAZETTE</b> <b>Extraordinary</b>
	<b>साधिकार प्रकाशित</b>	<b>Published by Authority</b>
	अग्रहायण 13, शुक्रवार, शाके 1942-दिसम्बर 4, 2020 Agrahayana 13, Friday, Saka 1942-December 4, 2020	

भाग-7

विभिन्न विभागों में प्रदायों के लिए टेण्डर मांगने की सूचनाओं को सम्मिलित करते हुये सार्वजनिक और निजी विज्ञापन आदि।

### राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

जयपुर, नवंबर 02, 2020

**संख्या रा.वि.वि. आयोग/सचिव/ विनियम-138 :-** विद्युत अधिनियम 2003 (2003 का 36वां) की धारा 61 एवं धारा 62 सपठित धारा 86 और धारा 181 द्वारा प्रदत्त शक्तियों और उस निमित्त उसे समर्थ बनाने वाली समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुये, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग, पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:

**भाग-I**

**प्रारम्भिक**

#### 1 लघुशीर्षक, प्रयोज्यता तथा प्रारम्भण

- 1.1 ये विनियम, "राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (अक्षय उर्जा स्रोतों से टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन एवं शर्तें) विनियम, 2020" कहलायेंगे।
- 1.2 ये विनियम सम्पूर्ण राजस्थान राज्य के लिये विस्तारित होंगे। ये विनियम 1 अप्रैल, 2020 और उसके आगे 31 मार्च, 2024 तक इन विनियमों के अन्तर्गत आने वाले मामलों में टैरिफ निर्धारण के लिये प्रयोज्य होंगे:  
बशर्त कि विव 2019-20 तक की अवधि से सम्बन्धित टैरिफ निर्धारण और समीक्षा मामलों सहित सभी प्रयोजनार्थ टैरिफ के विनिर्धारण से सम्बन्धित सभी मुद्दे राविविआ (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन एवं शर्तें) विनियम, 2004 या राविविआ (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन एवं शर्तें) विनियम, 2009 या राविविआ (अक्षय उर्जा स्रोतों- पवन एवं सौर उर्जा के लिये टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन एवं शर्तें) विनियम, 2014 या राविविआ (अक्षय उर्जा स्रोतों- बाँयोमॉस, बाँयोगैस एवं बाँयोमॉस गैसीफायर उर्जा के लिये टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन एवं शर्तें) विनियम, 2015, उनके संशोधनों सहित, यथास्थिति, से प्रशासित होंगे।
- 1.3 ये विनियम 01.04.2020 से प्रवृत्त होंगे।

#### 2 परिभाषायें

- 2.1 इन विनियमों में, जब तक कि सन्दर्भ द्वारा अन्यथा अपेक्षित नहीं है:

(अ) "अधिनियम" से अभिप्राय विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36वां) उसके संशोधनों सहित है;

- (आ) “सहायक उर्जा उपभोग” का अभिप्राय उत्पादन केन्द्र से सहायक उपस्कर द्वारा उपभोगित उर्जा तथा उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर, हानियों के परिमाण से है, तथा जिसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनित्र अन्तस्थों पर उत्पादित सकल उर्जा के योग के प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जायेगा;
- (इ) “आधार दर” का अभिप्राय है भारतीय स्टेट बैंक द्वारा समय-समय पर घोषित एक वर्ष की मार्जिनलनिधि आधारित ऋण दर (एमसीएलआर)।
- (ई) “बायोमास” से अभिप्राय कृषीय तथा वनखण्ड परिचालनों के दौरान उत्पादित अपशिष्टों (उदाहरणार्थ घास-फूस तथा डंठल) या कृषीय उत्पादों के संसाधन परिचालनों के उपोत्पादन के रूप में उत्पादित (उदाहरणार्थ भूसी, छिलक खली आदि) उर्जा समर्पित बागान में उत्पादित जंगली झाड़ियों/निर्दाई से प्राप्त लकड़ी तथा कुछ औद्योगिक परिचालनों में उत्पादित लकड़ी अपशिष्ट।
- (उ) “बॉयोमॉस गैसीफिकेशन” से अभिप्राय बायोमास के अपूर्ण दहन की क्रिया के फलस्वरूप कार्बन मोनोआक्साइड(CO), हाइड्रोजन(H<sub>2</sub>), तथा मिथेन(CH<sub>4</sub>) के अवशेष (CH<sub>2</sub>) युक्त दाहक गैसों का उत्पादन जिसे प्रोड्यूसर गैस कहा जाता है, से है।
- (ऊ) “बॉयोगैस” से अभिप्राय जैव-द्रव्य जैसे - फसल अवशेष, मल-जल, कृषि/बायो- औद्योगिक बहिःस्त्राव तथा अपशिष्टों के किसी आक्सीजन मुक्त वातावरण में विभंग से उत्पन्न हुयी गैस से है।
- (ऋ) “सीओडी” या “वाणिज्यिक परिचालन की तिथि” का अभिप्राय उस तिथि से है, जिसको उत्पादन संयन्त्र ग्रिड तन्त्र के साथ समकालित होता है;
- (ए) “सीइआरसी” या “केविविआ” का अभिप्राय केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग से है;
- (ऐ) “आयोग” का अभिप्राय राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग से है;
- (ओ) “नियंत्रणावधि” का अभिप्राय उस अवधि से है, जिसके दौरान इन विनियमों में निर्धारित किये गये सिद्धान्त एवं प्रतिमान टैरिफ विनिर्धारण के लिये वैध रहेंगे;
- (औ) “विद्यमान उत्पादन केन्द्र” का अभिप्राय उस उत्पादन केन्द्र से है, जिसने इन विनियमों के प्रवृत्त होने से पूर्व सीओडी प्राप्त कर ली है;
- (क) “विस्तारित (बढ़ाई हुयी) अवधि” का अभिप्राय विद्युत क्रय समझौते की समाप्ति के पश्चात अक्षय उर्जा विद्युत संयंत्र की टैरिफ अवधि से है;
- (ख) “वित्तीय वर्ष” का अभिप्राय किसी कलैण्डर वर्ष की 1 अप्रैल से शुरू होकर और आगामी कैलेण्डर वर्ष की 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि से है;
- (ग) “फ्लोटिंग सौर पीवी परियोजना” या “एफपीवी” का अभिप्राय है सौर पीवी विद्युत परियोजना जहां परियोजना की संरचना पर फोटोवोल्टिक पैनलों की सरणियाँ फ्लोटर, एंकरिंग और मूरिंग सिस्टम की मदद से कृत्रिम बेसिन या झील जैसे पानी के ऊपर तैरती हैं;
- घ) “उत्पादन टैरिफ” का अभिप्राय सौर उर्जा तथा पवन उर्जा उत्पादन केन्द्र से विद्युत की एक्स-बस आपूर्ति हेतु टैरिफ से है;

- (ड) “सकल उष्मीयमान” का अभिप्राय तापीय उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक क्यूबिक मीटर गैसीय ईंधन जैसी भी स्थिति है, के पूर्ण दहन से उत्पादित किलो कैलोरी ताप से है।
- (च) “सकल केन्द्र ताप दर” का अभिप्राय जनित्र अन्तस्थ पर एक किवाघ वैधुत उर्जा उत्पादित करने के लिये अपेक्षित किलो कैलोरी में ताप उर्जा निवेश से है।
- (छ) “अन्तःसंयोजन बिन्दु” का अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के ईएचवी सब-स्टेशन या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के एचवी सब-स्टेशन, जैसी भी स्थिति है, से है, जहां अक्षय उर्जा उत्पादन केन्द्र से उत्पादित उर्जा को राजस्थान ग्रिड में अन्तर्क्षेपित किया जाता है;
- (ज) “एमएनआरई” का अभिप्राय भारत सरकार के नवीन तथा नवीकरणीय उर्जा मंत्रालय से है;
- (झ) “नगरपालिका ठोस अपशिष्ट” या “एमएसडब्ल्यू” से अभिप्राय औद्योगिक अपशिष्ट को छोड़कर लेकिन बायो मेडिकल अपशिष्ट सहित या तो ठोस या अर्ध-ठोस रूप में नगरपालिका या अधिसूचित क्षेत्रों में वाणिज्यिक तथा आवासीय उत्पादित अवशिष्ट को शामिल करने से है;
- (ञ) “नवीन उत्पादन केन्द्र” का अभिप्राय इन विनियमों के प्रवृत्त होने के बाद सीओडी प्राप्त करने वाले उत्पादन केन्द्र से है;
- (ट) “गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन संयंत्र” से अभिप्राय उस उत्पादन केन्द्र से है जो वह प्रक्रिया उपयोग करता है जिसमें बायोमास का उपयोग करके क्रमिक रीति में एक से अधिक उर्जा रूपों को (जैसे स्टीम तथा विद्युत) उत्पादित करती है;
- (ठ) “परिचालन एवं संधारण व्यय” या “प. एवं सं. व्यय” से किसी अनुज्ञप्तिधारी के परियोजनाओं के परिचालन एवं संधारण या उसके भाग पर उपगत व्यय अभिप्रेत है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, फालतू पुर्जे, उपभोज्य वस्तुएं, बीमा तथा अन्य खर्चे सम्मिलित हैं;
- (ड) “पंप भण्डारण हाइड्रो परियोजना” का अभिप्राय उस हाइड्रो विद्युत परियोजना से है जो संभावित ऊर्जा के रूप में संग्रहीत पानी के माध्यम से बिजली उत्पन्न करती है जिसमें एक कम ऊंचाई वाले रिजरवॉयर से उच्च ऊंचाई वाले रिजरवॉयर में पानी को पंप किया जाता है;
- (ढ) “रिफ्यूज डिराइव फ्यूल” या “आरडीएफ” से अभिप्राय ठोस अपशिष्ट के कमपेक्टिंग दहनशील संघटक और ड्राइंग डी स्टोनिंग, शेडिंग, डी हाईड्रेटिंग द्वारा उत्पादित पेलेट या फ्लफ के रूप में क्लोरोनेटिड प्लास्टिक से भिन्न ठोस अपशिष्ट के अलग दहनशील अंश से है जिसे ईंधन के रूप में प्रयुक्त किया जा सकता है, से है;
- (ण) “अक्षय उर्जा” या “आरई” से अक्षय उर्जा स्रोतों से उत्पादित उर्जा अभिप्रेत है;
- (त) “अक्षय उर्जा विद्युत संयंत्र” का अभिप्राय विद्युत का उत्पादन करने वाले पारंपरिक उर्जा स्रोतों से भिन्न विद्युत संयंत्र से है;
- (थ) “अक्षय उर्जा स्रोत” का इन विनियमों के प्रयोजनार्थ, अभिप्राय पन, पवन, सौर, बायोमास, बैगास, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट तथा इस प्रकार के अन्य स्रोत जो एमएनआरई द्वारा यथानुमोदित से है;

- (द) “भण्डारण परियोजना सहित अक्षय ऊर्जा” का अभिप्राय है अक्षय ऊर्जा परियोजनाके साथ स्टोरेज के संयोजन या अक्षय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाके साथ स्टोरेज के संयोजन जिससे ग्रिड में एक या अधिकतम दो बिन्दुओं पर प्रक्षेपण हो;
- (ध) “अक्षय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना” से अभिप्राय अक्षय ऊर्जा स्रोतों के संयोजन जिससे एक या अधिकतम दो बिन्दुओं पर ग्रिड में प्रक्षेपण हो;
- (न) “रिपारिंग” का अभिप्राय पुराने पवन टरबाइनों को नये पवन टरबाइनों से बदलने की प्रक्रिया से है जिसमें या तो उच्च नेम-प्लेट की क्षमता हो या उच्चतर सीयूएफ हों जिसके परिणामस्वरूप एक ही साइट से उत्पन्न बिजली में शुद्ध वृद्धि होती है;
- (प) “आरआरईसीएल” का अभिप्राय राजस्थान अक्षय ऊर्जा निगम लिमिटेड (आरआरईसीएल) से है जो कि राज्य में गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों को बढ़ावा देने और विकसित करने के लिए राज्य नोडल एजेंसी के रूप में कार्य करता है;
- (फ) “लघु हाइड्रो परियोजना” का अभिप्राय 25 मेगावॉट स्थापित क्षमता तक सहित या भारत सरकार द्वारा समय-समय पर यथा परिभाषित एकल स्थान पर स्थापित हाइड्रो पावर परियोजना से है;
- (ब) “सौर पीवी विद्युत परियोजना” का अभिप्राय सौर फोटो वोल्टेक विद्युत संयंत्र से है, जो फोटो वोल्टेक प्रौद्योगिकी जैसे क्रिस्टलाइ सिलीकन या थिन फिल्म या अन्य एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकी जिसके माध्यम से सूर्य की रोशनी को सीधे विद्युत में रूपान्तरण के लिये उपयोग करते हैं;
- (भ) “सौर तापीय विद्युत परियोजना” का अभिप्राय सौर तापीय विद्युत संयंत्र से है, जो लाइन फोकस या बिन्दु फोकस सिद्धान्त के आधार पर सीधे विद्युत में रूपान्तरण के लिये सूर्य की रोशनी का उपयोग करते हैं;
- (म) “राज्य भार प्रेषण केन्द्र” या “रा.भा.प्रे.के.” का अभिप्राय अधिनियम की धारा 31 के अन्तर्गत शक्तियों का उपयोग करने और प्रकारों के निर्वहन के प्रयोजन से राज्य सरकार द्वारा स्थापित केन्द्र से है;
- (य) “भंडारण” का अर्थ है ऊर्जा भंडारण प्रणाली जिसमें ऊर्जा के विभिन्न रूपों को संग्रहीत करने और संग्रहीत ऊर्जा को विद्युत के रूप में वितरित करने के लिए ठोस अवस्था बैटरी, फ्लो बैटरी, पंप किये गये भंडारण, संपीड़ित वायु, ईंधन सेल, हाइड्रोजन भंडारण जैसी विधियों और प्रौद्योगिकियों या कोई अन्य प्रौद्योगिकी का उपयोग किया जाता है;
- (र) “टैरिफ अवधि” का अभिप्राय उस अवधि से है जिसके लिये आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत निर्धारित सिद्धान्तों एवं प्रतिमानों के आधार पर टैरिफ का विनिर्धारण किया जाना है;
- (ल) “उपयोगी जीवनकाल” का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र की किसी इकाई के सम्बन्ध में ऐसी उत्पादन सुविधा की वाणिज्यिक परिचालन की तिथि (सीओडी) से निम्नलिखित अन्तरालों से है, अर्थात्:

(ए)	पवन ऊर्जा विद्युत परियोजना	25 वर्ष
(बी)	रैंकिन साइकल प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास	25 वर्ष

विद्युत परियोजना		
(सी)	गैर-उष्मीय ईंधन सह-उत्पादन परियोजना	25 वर्ष
(डी)	लघु हाइड्रो परियोजना	40 वर्ष
(इ)	नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू)/ और रिफ्यूज डिराइव फ्यूल(आरडीएफ) आधारित विद्युत परियोजना	25 वर्ष
(एफ)	सौर पीवी/फ्लोटिंग सौर पीवी/सौर तापीय विद्युत परियोजना	25 वर्ष
(जी)	बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना	25 वर्ष
(एच)	बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना	25 वर्ष
(आई)	अक्षय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना	विनियम 82 में यथा निर्दिष्ट कम्पोजिट टैरिफ के लिए अक्षय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के सेयोजन के लिये प्रयुक्त विभिन्न अक्षय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन का न्यूनतम
(जे)	भण्डारण परियोजना सहित अक्षय ऊर्जा	यह मानते हुए कि कोई भंडारण नहीं है, परियोजना के उपयोगी जीवन के समान

(व) “व्हीलिंग” का अभिप्राय, परिचालन, जिसके द्वारा किसी प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी, जैसी भी स्थिति है, के वितरण तन्त्र तथा सहयुक्त सुविधाओं का किसी अन्य व्यक्ति द्वारा अधिनियम की धारा 62 के अन्तर्गत विनिर्धारित किये जाने वाले प्रभारों का भुगतान कर, विद्युत के परिवहन हेतु उपयोग किया जाता है;

(श) “वर्ष का अभिप्राय वित्तीय वर्ष से है

इन विनियमों में उपयोग में लिये गये संक्षेपणों का अर्थ वहीं होगा जो परिशिष्ट-1 में उल्लिखित है।

2.2 इन विनियमों में प्रयुक्त और इनमें परिभाषित नहीं किये गये परन्तु अधिनियम या आयोग के किन्हीं अन्य विनियमों में परिभाषित शब्दों एवं अभिव्यक्तियों का अभिप्राय वहीं होगा जो अधिनियम या आयोग के किन्हीं अन्य विनियमों में नियत किया गया है।

3 विनियमों का विषय क्षेत्र तथा प्रयोज्यता की सीमा

- 3.1 ये विनियम अक्षय उर्जा स्रोतों के आधार पर उन नये उत्पादन केन्द्र(केन्द्रों) या इकाई पर लागू होंगे जो निम्नलिखित मानदंडों को पूरा करते हैं:
- (अ) नियंत्रण अवधि के दौरान राजस्थान राज्य में विद्युत के उत्पादन और वितरण अनुज्ञप्तिधारी(अनुज्ञप्तिधारियों) को विक्रय के लिये प्रारम्भ किया गया है;
- (ब) इन विनियमों के विनियम 4 में निर्दिष्ट पात्रता मानदंड के अनुसार पात्र परियोजनाएं हैं;
- (स) आयोग द्वारा जिनकी टैरिफ का निर्धारण अधिनियम की धारा 62 सपठित धारा 86 के अधीन किया जाना है:
- 3.2 इन विनियमों में किसी बात के होते हुए भी, आयोग टैरिफ को अपनाएगा, यदि केन्द्र सरकार द्वारा अधिनियम की धारा 63 के अन्तर्गत यथाविचारित जारी किये गये दिशा-निर्देशों के अनुसार बोली लगाने की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से इस प्रकार की टैरिफ का निर्धारण किया गया है।
- 3.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी(अनुज्ञप्तिधारियों) को विद्युत की आपूर्ति करने वाली विद्यमान अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये प्रयोज्य टैरिफ एवं अन्य निबंधन और शर्तें, आयोग द्वारा समय-समय पर जारी किये गये टैरिफ आदेशों या प्रयोज्य विनियमों के प्रावधानों द्वारा शासित होंगे।
- 3.4 इन विनियमों में यथा निर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण से संबंधित के अतिरिक्त अन्य निबंधन और शर्तें अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्रों (दोनों सह-स्थित और खुला अभिगम के अधीन विद्युत की आपूर्ति करते हैं), अक्षय उर्जा संयंत्र जो खुला अभिगम के अधीन तृतीय पक्ष को विद्युत की आपूर्ति कर रहे हैं और मीटर के पीछे की ओर स्थापित किये गये अक्षय उर्जा संयंत्रों के लिये इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से प्रयोज्य होगी।

#### 4 पात्रता मापदण्ड

- क) पवन विद्युत परियोजना - राज्य सरकार या राअउनिलि. द्वारा अनुमोदित, तटवर्तीय और अपतटीय, स्थानों पर अवस्थित वह परियोजना जो नये पवन टर्बाइन जनरेटरों का उपयोग करती है।
- ख) सौर पीवी विद्युत परियोजना, फ्लोटिंग सौर पीवी परियोजना एवं सौर तापीय विद्युत परियोजना - परियोजना एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित हो: बशर्ते कि ग्राउण्ड माउण्टेड फ्लोटिंग सौर पीवी परियोजना के अतिरिक्त विद्यमान अक्षय उर्जा परियोजना के साथ स्थापित फ्लोटिंग सौर परियोजना को यथा अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजना माना जायेगा।
- ग) रैंकिन साइकल तकनीकी आधारित बायोमास विद्युत परियोजना - बायोमास विद्युत परियोजना नये संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करने वाली और ग्रिड संयोजन प्रणाली वाली बायोमास विद्युत परियोजना है, जो रैंकिन साइकल तकनीक का उपयोग करती है और बायोमास ईंधन का उपयोग करती है।
- घ) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना - परियोजना बायोगैस आधारित उर्जा परियोजना के रूप कहे जाने के लिये अर्हित होगी, यदि यह नये संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती हैं और ऐसी ग्रिड संयोजित प्रणाली हो जो 100 प्रतिशत में बायोगैस जनित्र इंजन या उत्पादक गैस टर्बाइन का उपयोग करते हैं, सह-पाचक कृषि अपशिष्ट खाद तथा

अन्य बायो अपशिष्ट जो एमएनआरआई द्वारा अनुमोदित हो, के लिये बायोगैस तकनीकी के साथ युग्मित हो।

ड.) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना- परियोजना बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना के रूप में कहे जाने के लिये अर्हित होगी, यदि यह नये संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती है और ऐसी ग्रिड संयोजित प्रणाली हो जो 100 प्रतिशत गैस उत्पादक इंजन का उपयोग करते हैं तथा एमएनआरआई द्वारा अनुमोदित गैसीफायर तकनीकी के साथ युग्मित हो।

च) गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना - वह परियोजना जो नये संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती हैं और सह - उत्पादन की बेहतर पद्धति पर आधारित है; सह-उत्पादन की बेहतर पद्धति - कोई सुविधा जो उर्जा उत्पादन के लिये गैर-उष्मीय ईंधन इनपुट का उपयोग करती है और साथ-साथ अन्य औद्योगिक गतिविधियों में उपयोगी हीट उपयोगों के लिये उत्पादित थर्मल उर्जा का उपयोग करती है।

परंतु यह कि साइकल पद्धति के अधीन अर्हित करने के लिये सह-उत्पादन प्रसुविधा, कुल उपयोगी उर्जा आउटपुट तथा उपयोगी थर्मल आउटपुट का आधा, सत्र के दौरान प्रसुविधा उर्जा खपत का 45 प्रतिशत से अधिक होगा।

स्पष्टीकरण- इस खंड के प्रयोजनों के लिये -

अ) 'उपयोगी उर्जा आउटपुट' उत्पादक से कुल विद्युत आउटपुट है। इसमें स्वयं सह-उत्पादन संयंत्र में सहायक खपत होगी (अर्थात् बायलर फीड पम्प तथा एफडी/आइडी पंखे) उर्जा आउटपुट की संगणना करने के लिये कुल आउटपुट से सहायक खपत को कम करने की आवश्यकता होगी। संगणना के सरलीकरण के लिये उपयोगी उर्जा आउटपुट के उत्पादन को उत्पादक से कुल विद्युत (केडब्ल्यूएच) आउटपुट के रूप में परिभाषित किया जायेगा।

ब) 'उपयोगी थर्मल आउटपुट' एक उपयोगी हीट (स्टीम) है जो सह-उत्पादन प्रसुविधा की प्रक्रिया से प्रदान की जाती है।

स) 'प्रसुविधा की उर्जा' खपत एक उपयोगी उर्जा इनपुट है जो ईंधन (सामान्यतः बैगास या अन्य बायोमास ईंधन) द्वारा प्रदान किया जाता है।

द) 'टोपिंग साइकल' से वह सह-उत्पादन प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें थर्मल उर्जा औद्योगिक गतिविधियों में लागू उपयोग हीट का अनुसरण करते हुये विद्युत का उत्पादन करती है।

छ) अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजना -एक अक्षय उर्जा स्रोत से उत्पादन की रेटेड क्षमता अन्य अक्षय उर्जा स्रोत (स्रोतों) से उत्पादन की रेटेड क्षमता का कम से कम 25प्रतिशत होती है, जिसके ग्रिड में इंजेक्शन का एक बिन्दू या इंजेक्शन के अधिकतम दो बिन्दू हो।

ज) लघु हाइड्रो परियोजना - वह परियोजना जो नये संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती हैं और राज्य सरकार या रा.रा.वि.वि.आ.लि. द्वारा अनुमोदित स्थानों पर अवस्थित है।

- झ) नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित विद्युत परियोजना - परियोजना रैंकिन साइकल तकनीकी आधारित नये संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती हैं और नगरपालिका ठोस अपशिष्ट का यथा ईंधन उपयोग करती है।
- ज) रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल(आरडीएफ) आधारित विद्युत परियोजना- परियोजना रैंकिन साइकल तकनीकी आधारित नये संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती हैं और रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल का यथा ईंधन उपयोग करती है।
- ट) भण्डारण परियोजना सहित अक्षय उर्जा - अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजना सहित अक्षय उर्जा परियोजना जो कि इस तरह की परियोजना से उत्पादित अक्षय उर्जा को अंशतः या पूर्ण रूप से भंडारण की सुविधा में भण्डार करने हेतु उपयोग करती है और जिसके ग्रिड में इंजेक्शन का एक बिन्दू या इंजेक्शन के अधिकतम दो बिन्दू होते हैं।
- ठ) विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय उर्जा परियोजना - किसी परियोजना विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय उर्जा परियोजना के रूप में अर्हित होगी जिसका उर्जा क्रय समझौता समाप्त हो गया हो लेकिन विनियम 2.1 (ल) पर परिभाषित उपयोगी जीवन पूरा नहीं हुआ है और वितरण कम्पनी (कम्पनियों) ने समग्र उर्जा आवश्यकता, आरपीओ लक्ष्य और ऐसी परियोजनाओं से विद्युत लेने के लिये कीमत की यथोचितता (प्रतिस्पर्धा बोली के माध्यम से जानकारी में आयी नवीनतम टैरिफ के समतुल्य) को विचारित करते हुये ऐसी परियोजना से अपने विवेक से विद्युत प्राप्ति को जारी रखने की सहमति दे दी है।

## भाग-II

### सामान्य सिद्धान्त

#### 5 नियंत्रण अवधि

- 5.1 इन विनियमों के अन्तर्गत नियंत्रण अवधि 1 अप्रैल, 2020 से शुरू होकर 31 मार्च 2024, तक चार (4) वित्तीय वर्षों की होगी।

परन्तु यह कि नियंत्रण अवधि के दौरान आरंभ की गई अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये इन विनियमों के अनुसार अवधारित टैरिफ नीचे दिये गये विनियम 6 में यथा विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधि की समूची अवधि के लिये लागू किया जाना जारी रहेगा।

परन्तु यह भी कि इन विनियमों में निर्दिष्ट टैरिफमानदंड लागू रहेंगेजबतक कि पश्चातवर्ती पुनःअधिनियमन के माध्यम से संशोधित मानदंड अधिसूचित नहीं किये जाते हैं।

#### 6 टैरिफ अवधि

- 6.1 अक्षय उर्जा विद्युत परियोजनाओं के लिये टैरिफ अवधि विनियम 2.1 (ल) में यथा परिभाषित उनके उपयोगी जीवन के समान होगी।
- 6.2 टैरिफ अवधि उत्पादन केन्द्र या इकाई, यथास्थिति, के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से प्रारम्भ होगी।



## 7 ग्रिड से संयोजित अक्षय उर्जा परियोजनाओं द्वारा उत्पादित विद्युत को क्रय करने के लिये प्रतिस्पर्धा बोली

7.1 टैरिफ को निश्चित रूप से केन्द्र सरकार द्वारा अधिनियम की धारा 63 के अन्तर्गत जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धा बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित प्रकार के अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये निर्धारित किया जायेगा:

- क) पवन विद्युत परियोजना
- ख) सौर पीवी विद्युत परियोजना
- ग) सौर तापीय विद्युत परियोजना
- घ) अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजना
- ङ) भण्डारण परियोजना सहित अक्षय
- च) पवन विद्युत परियोजना की रिपावरिंग

7.2 आयोग अक्षय उर्जा विद्युत परियोजना के लिये उस टैरिफ को अपनायेगा करेगा जिसे केन्द्र सरकार द्वारा अधिनियम की धारा 63 के अन्तर्गत जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धा बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया गया है:

बशर्ते कि केन्द्र सरकार द्वारा किसी विशेष प्रौद्योगिकी के लिये प्रतिस्पर्धी बोली के दिशा-निर्देश जारी नहीं किये गये हैं, तो प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से विद्युत के क्रय के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी केन्द्र सरकार द्वारा अन्य प्रौद्योगिकियों के लिये जारी किये गये दिशा-निर्देशों में आयोग से उनमें उचित परिवर्तन अनुमोदन करवाकर उनका अनुसरण करेगा;

बशर्ते यह भी कि केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये प्रतिस्पर्धी बोली के दिशा-निर्देशों में निर्दिष्ट पात्रता की प्रारम्भिक सीमा से नीचे के अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये आयोग द्वारा उचित परिवर्तन के साथ अनुमोदित उस विशिष्ट प्रौद्योगिकी के लिये जारी किये गये प्रतिस्पर्धी बोली के दिशा-निर्देशों का प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से विद्युत के क्रय के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अनुसरण किया जा सकेगा।

बशर्ते यह भी कि पवन विद्युत परियोजनाओं की रिपावरिंग से विद्युत का क्रय प्रतिस्पर्धी बोली द्वारा, केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये प्रतिस्पर्धी बोली दिशा-निर्देशों, यदि कोई हो, के अनुसार किया जायेगा। यदि रिपावरिंग से विद्युत क्रय के लिये प्रतिस्पर्धी बोली दिशा-निर्देश जारी नहीं किये गये हैं तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी आयोग से बोली दस्तावेजों के पूर्व अनुमोदन प्राप्त करने के पश्चात् राज्य सरकार की नीति के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया को पूर्ण करेगा।

## 8 जातिगत टैरिफ

8.1 इन विनियमों के अनुसार निम्नलिखित प्रकार की अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये आयोग द्वारा वार्षिक आधार पर जातिगत टैरिफ निर्धारित की जायेगी:

- (क) रैकिन साइकल प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास विद्युत परियोजना;
- (ख) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना; तथा
- (ग) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना

बशर्ते कि उस वर्ष के लिये निर्धारित जातिगत टैरिफ जिस वर्ष में अक्षय उर्जा परियोजना का प्रारम्भ हुआ है, उसी प्रकार के ऐसे अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये लागू होगी और टैरिफ अवधि के लिये वैध रहेगी।

## 9 परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ

9.1 विनियम 11.2(ड.) एवं (च) की अनुपालना के अध्यक्षीन परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ प्रत्येक मामले के आधार पर नयी परियोजनाओं के निम्नलिखित प्रकारों के लिये आयोग द्वारा निर्धारित की जायेगी:

- क) पवन उर्जा विद्युत परियोजनायें (ऑन शोर और ऑफ शोर सहित);
- ख) सौर पीवी विद्युत परियोजनायें तथा सौर तापीय विद्युत परियोजनायें;
- ग) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनायें; यदि परियोजना विकासक परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का विकल्प लेता है;
- घ) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनायें; यदि परियोजना विकासक परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का विकल्प लेता है;
- ड) लघु हाइड्रो परियोजनायें;
- च) गैर-उष्मीय ईंधन सह-उत्पादन परियोजना;
- छ) फ्लोटिंग सौर पीवी परियोजनायें;
- ज) रैंकिन साइकल प्रौद्योगिकी के साथ नगरपालिका ठोस अपशिष्ट और रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल आधारित परियोजनायें;
- झ) अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजनायें;
- ञ) भण्डारण सहित अक्षय उर्जा परियोजनायें;
- ट) एमएनआरई द्वारा अनुमोदित कोई अन्य नयी अक्षय उर्जा प्रौद्योगिकियां।

9.2 इन विनियमों में विनिर्दिष्ट वित्तीय मानदंड और परिचालन मानदंड, पूंजी लागत के सिवाय, ऐसी परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के निर्धारण करते समय अधिकतम (सीलिंग) मानदंड होंगे।

## 10 विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय उर्जा परियोजनाओं से विद्युत का क्रय

10.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी स्वविवेकानुसार निम्नलिखित पहलुओं पर विचार करते हुये विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय उर्जा परियोजनाओं से विद्युत का क्रय कर सकते हैं:

- क) समग्र उर्जा आवश्यकता और विभिन्न स्रोतों से उर्जा की उपलब्धता;
- ख) वर्ष हेतु आरपीओ लक्ष्यों को पूरा करने के लिये,
- ग) ऐसी परियोजनाओं से विद्युत लेने के लिये टैरिफ (संबंधित प्रौद्योगिकी प्रतिस्पर्धा बोली के माध्यम से जानकारी में आयी नवीनतम टैरिफ के समतुल्य):

बशर्ते कि किसी उर्जा प्रौद्योगिकी के लिये, यदि प्रतिस्पर्धा बोली से पता लगायी गयी नवीनतम टैरिफ उपलब्ध नहीं है तो प्रत्येक मामले के आधार पर आयोग टैरिफ का निर्धारण तभी करेगा जब वितरण अनुज्ञप्तिधारी विस्तारित अवधि में इस प्रकार की परियोजना से विद्युत क्रय करने का इच्छुक है।

10.2 इस प्रकार की परियोजनाओं से विद्युत के क्रय के लिये, वितरण अनुज्ञप्तिधारी विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय उर्जा परियोजना विकासक के साथ परस्पर स्वीकृत शर्तों पर समझौता कर सकता है जो कि आयोग द्वारा अनुमोदित की जायेगी।

## 11 टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका तथा कार्यवाही

11.1 इन विनियमों के अनुसार, अक्षय उर्जा परियोजनाओं के मामलों में जिनके लिये जातिगत टैरिफ का निर्धारण किया जाना है, आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के आरम्भ में स्वप्रेरणा आधार पर जातिगत टैरिफ का निर्धारण कर सकता है:

बशर्ते कि नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् 1.04.2020 से 31.03.2021, के लिये जातिगत टैरिफ आदेश इन विनियमों की अधिसूचना के पश्चात् जारी किया जायेगा।

11.2 परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिये याचिका के साथ प्रयोज्य विनियमों में यथा निर्दिष्ट शुल्क संलग्न किया जायेगा तथा उसमें निम्नलिखित भी संलग्न किये जायेगे:

क) इन विनियमों में संलग्न, यथास्थिति, प्रारूप 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 एवं 2.3 में जानकारी;  
ख) विस्तृत परियोजना ब्यौरे जिसमें तकनीकी तथा परिचालनात्मक ब्यौरे, स्थल निर्दिष्ट पहलू, पूंजी लागत तथा वित्तीय योजना आदि के लिये भूमिका संस्थापन के ब्यौरे, निर्माता/आपूर्तिकर्ता की प्रत्याभूति और अन्य तकनीकी विवरण, संस्तुत प.व.सं. प्रथाएं और सावर्जनिक सुरक्षा आवश्यकता आदि।

ग) सभी लागू निबंधनों तथा शर्तों का विवरण तथा वह अवधि, जिसके लिये टैरिफ का निर्धारण किया जाना है, के लिये प्रत्याशित व्यय;

घ) एक ऐसा विवरण, जिसमें केन्द्रीय सरकार और/या राज्य सरकार से शोध्य या कल्पित प्राप्त कोई सहायिकी तथा प्रोत्साहन के पूर्ण ब्यौरे अंतर्विष्ट हो। इस विवरण में सहायिकी तथा प्रोत्साहन पर विचार किये बिना संगणित प्रस्तावित टैरिफ भी सम्मिलित होगी:

ड) आरंभिक विद्युत क्रय समझौते के रूप में आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ पर अक्षय उर्जा परियोजना से विद्युत के क्रय हेतु वितरण अनुज्ञप्तिधारी या लाभार्थी से सहमति: बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी की सहमति में निम्नलिखित भी शामिल होंगे:

अ) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आरपीओ बाध्यता के अनुपालन की स्थिति

ब) वितरण अनुज्ञप्तिधारी की समग्र विद्युत क्रय लागत पर परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का प्रभाव

च) अक्षय उर्जा परियोजनाओं द्वारा जहां ऐसे अक्षय उर्जा स्रोतों से टैरिफ साधारणतया अधिनियम की धारा 63 के प्रावधानों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित की जाती है परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिये याचिका के मामले में निम्नलिखित दस्तावेज:

अ) प्रतिस्पर्धी बोली के स्थान पर परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का विकल्प देने का औचित्य

ब) बाजार में प्रचलित टैरिफ/प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से ज्ञात टैरिफ की तुलना में प्रस्तावित टैरिफ की स्पर्धात्मकता।

छ) कोई अन्य जानकारी, जो आयोग याचिकाकर्ता से प्रस्तुत करने की अपेक्षा करे।

- 11.3 टैरिफ निर्धारण किये जाने की कार्यवाही समय-समय पर यथासंशोधित राविविआ (कार्य का संपादन) विनियम, 2005 के अनुसार होगी।

## 12 टैरिफ संरचना

- 12.1 अक्षय उर्जा प्रौद्योगिकियों के लिये टैरिफ एकल भाग टैरिफ होगी जिसमें निम्नलिखित स्थिर लागत घटक सम्मिलित होंगे।

- क) साम्या पर प्रतिफल;
- ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;
- ग) ह्रास;
- घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;
- ड.) परिचालन तथा संधारण खर्च;

बशर्ते कि ऐसे अक्षय उर्जा प्रौद्योगिकियों के लिये जिनके पास रैंकिन साइकल प्रौद्योगिकी के बायोमास आधारित विद्युत परियोजनाये, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाये, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाये, गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह उत्पादन परियोजनाये एवं रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूलआधारित विद्युत परियोजनाये जैसे ईंधन लागत घटक है, दो घटकों के साथ सकल भाग टैरिफ, स्थिर लागत घटक तथा ईंधन लागत घटक का निर्धारण किया जायेगा।

## 13 टैरिफ डिजाइन

- 13.1 जातिगत टैरिफ का निर्धारण परियोजना की टैरिफ अवधि के लिये, विद्युत परियोजना के प्रारम्भ होने के वर्ष को विचारित करते हुये समतलित आधार पर किया जायेगा:

समतलित बशर्ते कि अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये जिनके पास दो घटकों के साथ एकल भाग टैरिफ है, स्थिर लागत घटक का निर्धारण परियोजना के प्रारम्भ होने के वर्ष को विचारित करते हुये समतलित आधार पर किया जायेगा, जबकि ईंधन लागत घटक का निर्धारण टैरिफ आदेश में जो कि आयोग द्वारा जारी किया जायेगा, परिचालन के वर्ष के आधार पर किया जायेगा।

- 13.2 स्तरीकृत टैरिफ संगणना के प्रयोजनार्थ, पूंजी की पश्च-कर भारित औसत लागत के बराबर डिस्काउंट कारक पर विचार किया जायेगा।

- 13.3 उक्त सिद्धांत परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिये भी लागू होंगे।

## 14 अक्षय उर्जा स्रोतों से उत्पादित उर्जा के लिये प्रेषण सिद्धांत

- 14.1 पवन, सौर, लघु हाइड्रो, पवन सौर हाइब्रिड संयंत्रों एवं नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित संयंत्रों को 'अवश्य चलने वाले' उर्जा संयंत्र के रूप में माना जायेगा और वह 'गुणावगुण क्रम प्रेषण' सिद्धांतों के अधीन नहीं होंगे।

- 14.2 पवन तथा सौर उर्जा संयंत्रों से उत्पादित उर्जा के लिये प्रेषण सिद्धांत, ऐसे मामलों को छोड़कर जहां राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2008 एवं राविविआ (सौर तथा पवन उत्पादन स्रोत के पूर्वानुमान, शिड्युलिंग, विचलन, व्यवस्थापन और

सम्बद्ध मामले) विनियम, 2017 और उनके संशोधनों के अन्तर्गत कोई विशिष्ट प्रावधान किया गया है, समय समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2010 के प्रावधानों के अनुसार होंगे।

- 14.3 अन्य अक्षय ऊर्जा संयंत्रों से उत्पादित ऊर्जा के लिये प्रेषण सिद्धांत, ऐसे मामलों को छोड़कर जहां राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2008 और उनके संशोधनों के अन्तर्गत कोई विशिष्ट प्रावधान किया गया है, समय समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2010 के प्रावधानों के अनुसार होंगे।
- 14.4 इन विनियमों की अधिसूचना के पश्चात प्रारम्भ हुये 15 मेवा और अधिक की स्थापित क्षमता वाले बायोमास, बायोगैस एवं बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत संयंत्रोंको 'अवश्य चलने वाले' ऊर्जा संयंत्र के रूप में नहीं माना जायेगा और वह 'गुणावगुण क्रम प्रेषण' सिद्धांतों के अधीन होंगे।
- 14.5 इन विनियमों की अधिसूचना के पहले प्रारम्भ हुये सभी बायोमास, बायोगैस एवं बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत संयंत्रों को 'अवश्य चलने वाले' ऊर्जा संयंत्र के रूप में माना जायेगा और वह 'गुणावगुण क्रम प्रेषण' सिद्धांतों के अधीन नहीं होंगे।

### भाग-III

#### लागत तथा प्रतिफल की संगणना के लिये वित्तीय सिद्धांत

#### 15 पूंजी लागत

- 15.1 मानकीय पूंजी लागत पश्चात्पूर्वी प्रौद्योगिकी विशिष्ट अध्यायों में यथा निर्दिष्ट होगी: परन्तु परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के लिये उत्पादन कंपनी विनियम 11 के अन्तर्गत निर्दिष्ट तरीके से अपनी याचिकाओं के साथ साथ पूंजी लागत मदों का विघटन प्रस्तुत करेगी।

#### 16 ऋण साम्या अनुपात

- 16.1 जातिगत टैरिफ और परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिये, ऋण साम्या अनुपात 70:30 होगा।

बशर्ते कि परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिये, जहां वास्तविक रूप से अभिनियोजित साम्या पूंजी लागत के 30 प्रतिशत से अधिक है तो 30 प्रतिशत से अधिक की साम्या को मानकीय ऋण माना जायेगा।

बशर्ते यह भी कि परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिये, जहां वास्तविक रूप से अभिनियोजित साम्या पूंजी लागत के 30 प्रतिशत से कम है तो टैरिफ के निर्धारण के लिये वास्तविक साम्या परविचार किया जायेगा।

बशर्ते आगे यह भी कि विदेशी मुद्रा में निवेशित साम्या, यदि कोई हो, को प्रत्येक निवेश की तिथि पर भारतीय रुपये में माना जायेगा।

बशर्ते आगे यह भी कि ऋण और साम्या की राशि की गणना हेतु परियोजना के लिये प्राप्त अनुदान या पूंजी सहायिकी की राशि की कटौती के पश्चात ऋण साम्या अनुपात पर विचार किया जायेगा।

स्पष्टीकरण-उत्पादक कंपनी द्वारा परियोजना के वित्त पोषण के लिये अपने स्वतंत्र रिजर्व में से सृजित आंतरिक संसाधनों के निवेश और अंश पूंजी जारी करते हुये, उठाये गये प्रीमियम, यदि कोई हो, को साम्या पर प्रतिफल की संगणना के प्रयोजनार्थ यथा प्रदत्त पूंजी माना जायेगा, बशर्ते कि ऐसी प्रीमियम राशि और आन्तरिक संसाधन अक्षय उर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिये वास्तव में उपयोग किया गया हो।

## 17 ऋण तथा वित्त प्रभार

### 17.1 ऋण अवधि

17.1.1 परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ और जातिगत टैरिफ के निर्धारण के परियोजनार्थ 15 वर्षों की ऋणावधि मानी जायेगी।

### 17.2 ब्याज दर

क) ऋण पर ब्याज की गणना किये जाने हुतु विनियम 16 में इंगित रीति से परिकलित ऋण सकल मानकीय ऋण माना जायेगा। प्रत्येक वर्ष की 1 अप्रैल को बकाया ऋण का परिकलन, सकल मानकीय ऋण में से पिछले वर्ष के 31 मार्च तक संचयी पुनर्भुगतान को कम करके किया जायेगा।

ख) टैरिफ की गणना करने के प्रयोजन के लिये पिछले उपलब्ध 6 माह के दौरान प्रचलित आधार दर से अधिक 200 बेसिस प्वाइंट की मानकीय ब्याज दर पर विचार किया जायेगा।

ग) उत्पादन कंपनी या परियोजना विकासक द्वारा किसी आस्थगन अवधि का उपभोग करने पर भी ऋण का पुनर्भुगतान परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष से माना जायेगा तथा वह अनुज्ञात किये गये वार्षिक ह्रास के बराबर होगा।

## 18 ह्रास

18.1 ह्रास के प्रयोजनार्थ मुल्याधार, आयोग द्वारा निर्धारित पूंजी लागत (जातिगत टैरिफ के लिये) या आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजी लागत (परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ), यथास्थिति, होगा।

18.2 आस्ति का साल्वेज मूल्य 10 प्रतिशत माना जायेगा तथा ह्रास आस्ति की पूंजी लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुमत किया जायेगा।

18.3 पहले 15 वर्षों के लिये 4.67 प्रतिशत प्रति वर्ष ह्रास दर और परियोजना लागत के 10 प्रतिशत के रूप में परियोजना के साल्वेज मूल्य पर विचार करते हुये परियोजनाओं के शेष उपयोगी जीवन के दौरान विस्तारित किये जाने वाले शेष ह्रास पर विचार किया जायेगा।

18.4 ह्रास वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष से प्रभार्य होगा।

बशर्ते यह कि आस्ति वाणिज्यिक परिचालन वर्ष के अंशतः होने की दशा में ह्रास अनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जायेगा।

## 19 साम्या पर प्रतिफल

- 19.1 साम्या के लिये मुल्याधार विनियम 16 के अन्तर्गत यथानिर्धारित होगा।
- 19.2 साम्या पर मानकीय प्रतिफल 14 प्रतिशत होगा। साम्या पर मानकीय प्रतिफल को सम्पूर्ण टैरिफ अवधि के नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) दर से सकल किया जायेगा।

## 20 कार्यशील पूंजी पर ब्याज

- 20.1 पवन उर्जा विद्युत परियोजनाओं, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, सौर पीवीविद्युत परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर पीवी परियोजनाओं, सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं एवं भण्डारण सहित अक्षय उर्जापरियोजनाओं के सम्बन्ध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना निम्नानुसार की जायेगी:

- क) एक माह के लिये परिचालन एवं संधारण (प.एवं सं.) व्यय;
- ख) मानकीय सीयूएफ पर परिकल्पित विद्युत के विक्रय के डेढ़ माह (1.5) के प्रभारों के बराबर प्राप्यतायें;
- ग) प.एवं सं. व्यय के 15 प्रतिशत पर संधारण स्पेयर्स।

- 20.2 रैंकिन साइकल प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास विद्युत परियोजनायें, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनायें, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनायें, गैर-उष्मीय ईंधन सह-उत्पादन परियोजनायें, नगरपालिका ठोस अपशिष्टआधारित विद्युत परियोजनायें और रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल आधारित विद्युत परियोजनाओं के सम्बन्ध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना निम्न खण्ड के अनुसार की जायेगी:

- क) मानकीय संयंत्र भार घटक पीएलएफ के समकक्ष चार मास के लिये ईंधन लागते;
- ख) एक मास के लिये परिचालन तथा संधारण खर्च;
- ग) मानकीय पीएलएफ पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिये टैरिफ डेढ़ (1.5) माह के समतुल्य प्राप्यताएं।
- घ) परिचालन तथा संसाधन खर्चों के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव पुर्जें।

- 20.3 अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजनाओं के मामले में, कार्यशील पूंजी आवश्यकता परियोजना में अक्षय उर्जा स्रोतों की अधिस्थापित निर्धारित क्षमता के अनुपात में अक्षय उर्जा हेतु प्रयोज्य मानदण्डों के अनुसार निर्धारित कार्यशील पूंजी की आवश्यकता के योग के रूप में होगी।
- 20.4 कार्य पूंजी पर ब्याज टैरिफ के निर्धारण के लिये पिछले 6 माह के दौरान उपलब्ध प्रचलित आधार दर से 300 बेसिस प्वाइंटअधिक की मानकीय ब्याज दर के समतुल्य ब्याज दर होगी।

## 21 परिचालन एवं संधारण व्यय

- 21.1 परिचालन एवं संधारण व्यय, आयोग द्वारा इन विनियमों में बाद में नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष के लिये निर्धारित मानकीय प.एवं सं. व्ययों पर आधारित टैरिफ अवधि के लिये निर्धारित किये जायेंगे।

- 21.2 इन विनियमों के अन्तर्गत नियन्त्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् विव 2020-21) के दौरान अनुज्ञात किये गये मानकीय प.एवं सं. व्ययों को टैरिफ अवधि में 3.84 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से बढ़ाया जायेगा।

## 22 छूट

- 22.1 उत्पादन कंपनी के विपत्रों का, विपत्रों के प्रस्तुत किये जाने के 5 कार्य दिवस के अंदर-अंदर साख-पत्र या नकद/चैक के माध्यम से या इलेक्ट्रॉनिक हस्तांतरण के माध्यम से भुगतान किये जाने पर 1.5 प्रतिशत की छूट अनुमत की जायेगी।

स्पष्टीकरण- '5दिन' की गणना के मामले में, किसी भी छुट्टी पर विचार किये बिना लगातार दिनों की संख्या की गणना की जायेगी। तथापि, अंतिम दिन या 5वें दिन शासकीय अवकाश है तो छूट के प्रयोजनार्थ 5वें दिन को तत्काल उतरगामी कार्य दिवस के रूप में माना जायेगा (अधिकारिक राज्य सरकार के कैलेण्डर के अनुसार, जहां विपत्र की प्राप्ति या पावती के लिये प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता या लाभार्थी के प्रतिनिधि का कार्यालय स्थित है।)

- 22.2 यदि उत्पादन कंपनी के विपत्रों का भुगतान विपत्रों के प्रस्तुतीकरण के 5 कार्य दिवस के बाद परन्तु विपत्रों के प्रस्तुत किये जाने के 30 दिवस के अन्दर-अन्दर साख-पत्र या नकद/चैक के माध्यम से या इलेक्ट्रॉनिक हस्तांतरण के माध्यम से किया जाता है तो 1 प्रतिशत की छूट अनुमत की जायेगी।

## 23 विलम्बित भुगतान अधिभार

- 23.1 अक्षय उर्जा टैरिफ के विपत्रों के भुगतान के मामलों में, विपत्र प्रस्तुत किये जाने की तिथि से 45 दिवस की अवधि से अधिक का विलम्ब किया जाता है तो उत्पादन कम्पनी द्वारा संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल की आधार दर के ऊपर 400 बेसिस प्वाइंट्स के समकक्ष दैनिक आधार पर विलम्बित भुगतान अधिभार लगाया जायेगा।

## 24 केन्द्र/राज्य सरकार द्वारा सहायिकी या प्रोत्साहन

- 24.1 यदि उत्पादन कंपनी ने त्वरित या उच्चतर हास लाभ सहित केन्द्रीय या राज्य सरकार द्वारा प्रस्तावित या सहायिकी का उपभोग किया है को, आयोग अक्षय उर्जा विद्युत संयंत्रों के लिये इन विनियमों के अन्तर्गत टैरिफ निर्धारण के समय इसे ध्यान में रखेगा।

बशर्ते कि टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ त्वरित या उच्चतर हास यदि उपभोग किया गया है, के कारण आयकर लाभ अभिनिश्चित किये जाने के लिये निम्नलिखित सिद्धांतों को ध्यान में रखा जायेगा-

- क) लाभ निर्धारण आयकर अधिनियम और निगमित आयकर दर के अन्तर्गत सुसंगत प्रावधानों के अनुसार मानकीय पूंजी लागत तथा त्वरित या उच्चतर हास पर आधारित होगा।
- ख) राजकोषीय वर्ष के द्वितीय अर्द्ध के दौरान अक्षय उर्जा परियोजनाओं का पूंजीकरण।
- ग) इन विनियमों के विनियम 13 के अनुसार निर्धारित छूट घटक पर समतलित आधार पर प्रति इकाई लाभ व्युत्पन्न किया जायेगा।



अग्रेतर शर्त यह है कि यदि उत्पादन कंपनी त्वरित या उच्चतर हास लाभ का दावा नहीं करती है, तो उत्पादन कंपनी के साथ किये गये विद्युत क्रय अनुबन्ध में उत्पादन कंपनी द्वारा यह वचनबद्धता शामिल होगी कि परियोजना के लिये त्वरित या उच्चतर हास लाभ का उपभोग नहीं किया जायेगा।

आगे शर्त यह है कि वचनबद्धता प्रस्तुत कर दिये जाने के उपरान्त भी त्वरित या उच्चतर हास लाभ का दावा किया जाता है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी गलत रूप से अधियाचित राशि को दैनिक आधार पर परिकलित 1.5 प्रतिशत प्रतिमाह की दर पर परिकलित दण्डिक प्रभारों के साथ वसूल करने का पात्र होगा।

- 24.2 अक्षय उर्जा परियोजना द्वारा प्राप्त कोई भी अनुदान, सहायिकी या प्रोत्साहन राशि, जिसे टैरिफ का निर्धारण करते समय विचारित नहीं किया गया है को लाभार्थी द्वारा बाद के विपत्रों में इस तरह के अनुदान, सहायिकी या प्रोत्साहन राशि की उपयुक्त किस्तों में या आयोग द्वारा अनुबद्ध की गयी अवधियों के भीतर कटौती की जायेगी।
- 24.3 यदि केन्द्र या राज्य सरकार या उनकी एजेंसिया कोई उत्पादन आधारित प्रोत्साहन राशि प्रदान करती है, जो विशेष रूप से टैरिफ के अतिरिक्त है, ऐसी प्रोत्साहन राशि को न तो टैरिफ का निर्धारण करते समय ध्यान में रखा जायेगा और न ही लाभार्थी द्वारा विशेष अक्षय उर्जा परियोजना द्वारा उठाये गये बाद के विपत्रों में कटौती की जायेगी।

#### भाग -IV

#### पवन विद्युत परियोजना के लिये प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

#### 25 पूंजी लागत

- 25.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत का ही निर्धारण करेगा।

#### 26 क्षमता उपयोग घटक

- 26.1 टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थ पवन विद्युत संयंत्रों के लिये न्यूनतम क्षमता उपयोग घटक निम्न प्रकार होगा:

क्र. सं.	जिला	सीयूएफ
1	जैसलमेर, जोधपुर एवं बाडमेर	21%
2	अन्य जिले	20%

#### 27 परिचालन एवं संधारण (प एवं सं) व्यय

- 27.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट परिचालन एवं संधारण व्यय का ही निर्धारण करेगा।

#### 28 पवन विद्युत परियोजना की रिपावरिंग के मामले में टैरिफ निर्धारण

- 28.1 पवन विद्युत परियोजना की रिपावरिंग के मामले में, टैरिफ निम्नलिखित शर्तों के अधीन विनियम 7 के प्रावधानों द्वारा शासित होगी;

- क) कोई भी पवन परियोजना जिसके परिचालन के कम से कम 10 वर्ष पूरे हो गये हैं, रिपावरिंग के लिये विचारित की जायेगी।
- ख) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्यमान पीपीए के माध्यम से विद्युत का क्रय किया जा रहा है तो रिपावरिंगके पूर्व विगत तीन वर्ष के उत्पादन के औसत के तदनुसूची उत्पादित उर्जा प्रवृत्त पीपीए की शर्तों पर क्रय की जाती रहेगी और शेष रहे अतिरिक्त उत्पादन को वितरण अनुज्ञप्तिधारी रिपावरिंग परियोजना के प्रारम्भ होने के समय राज्य में प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से जानकारी में आयी टैरिफ पर क्रय कर सकता है।

#### भाग -V

#### सौर पीवी विद्युत परियोजना के लिये प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

#### 29 पूंजी लागत

- 29.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत का ही निर्धारण करेगा।

#### 30 क्षमता उपयोग घटक

- 30.1 टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थ सौर पीवी संयंत्रों के लिये के लिये न्यूनतम क्षमता उपयोग घटक 20 प्रतिशत होगा।

#### 31 परिचालन एवं संधारण (प एवं सं) व्यय

- 31.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट परिचालन एवं संधारण व्यय का ही निर्धारण करेगा।

#### 32 सहायक उपभोग

- 32.1 अधिकतम सहायक उपभोग घटक 0.75 प्रतिशत होगा।

#### भाग -VI

#### सौर तापीय विद्युत परियोजना के लिये प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

#### 33 पूंजी लागत

- 33.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत का ही निर्धारण करेगा।

#### 34 क्षमता उपयोग घटक

- 34.1 टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थ सौर पीवी संयंत्रों के लिये के लिये न्यूनतम क्षमता उपयोग घटक 23 प्रतिशत होगा।

#### 35 परिचालन एवं संधारण (प एवं सं) व्यय

- 35.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट परिचालन एवं संधारण व्यय का ही निर्धारण करेगा।

#### 36 सहायक उपभोग

36.1 अधिकतम सहायक उपभोग घटक 10 प्रतिशत होगा।

### भाग-VII

**रैंकिन साइकल पर आधारित बायोमास विद्युत संयंत्र के लिये प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर**

### 37 पूंजी लागत

- 37.1 बायोमास विद्युत संयंत्रों के लिये मानकीय पूंजी लागत, भूमी लागत, पूर्व विकास व्यय सहित, संयंत्र तथा मशीनरी, सिविल कार्य निर्माण तथा चालू करना, निर्माण के दौरान वित्त पोषण तथा ब्याज इत्यादि सहित और अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु तक निष्क्रमण आधारिक संरचना युक्त होगी।
- 37.2 बायोमास विद्युत संयंत्रों के लिये विव 2020-21 के लिये मानकीय पूंजी लागत जल शीतलित संधारित्र के साथ 527.78 लाख रु/मेवा तथा वायु शीतलित संधारित्र वाले बायोमास विद्युत संयंत्रों के लिये 561.98 लाख रु/मेवा होगी। पूंजी लागत में 15 लाख रु/मेवा अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु तक प्रसारण तंत्र की लागत के प्रति शामिल है तथा इस 15 लाख रु/मेवा में प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, को संदेय 2.5 लाख रु/मेवा गिड संयोजिता प्रभार भी शामिल है।
- 37.3 नियंत्रण अवधि के विव 2020-21 के लिये यथानिर्दिष्ट पूंजी लागत नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिये वैध बनी रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा इससे पहले समीक्षा न की गयी हो।

### 38 संयंत्र भार घटक

- 38.1 टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थ, संयंत्र भार घटक (पीएलएफ) यथा 80 प्रतिशत के विचारित किया जायेगा।

### 39 सहायक उपभोग

- 39.1 मानकीय सहायक उपभोग निम्नानुसार होगा:

- क) जल शीतलित संधारित्र का उपयोग करने वाली परियोजना के लिये:10 प्रतिशत
- ख) वायु शीतलित संधारित्र का उपयोग करने वाली परियोजना के लिये:12 प्रतिशत

### 40 केन्द्र ताप दर

- 40.1 मानकीय केन्द्र ताप दर निम्नानुसार होगीh:

- क) ट्रैवलिंग ग्रेट बॉयलरों का उपयोग करने वाली परियोजना के लिये:4200 कि कै/किवाघं
- ख) ऐएफबीसी बॉयलरों का उपयोग करने वाली परियोजना के लिये:4125 कि कै/किवाघं

### 41 उष्मीय मान

- 41.1 टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थ उपयोग में लिये गये बायोमास ईंधन का उष्मीय मान 3400 कि कै/किग्रा होगा।

### 42 परिचालन एवं संधारण व्यय

- 42.1 नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2020-21 के लिये जल शीतलित संधारित्र के लिये मानकीय प एवं सं. व्यय 46.46 लाख रूप्रति मेवा तथा वायु शीतलित संधारित्र के लिये

मानकीय प एवं सं. व्यय 49.53 लाख रूप्रति मेवा होंगे।

- 42.2 इन विनियमों के अन्तर्गत अनुज्ञात किये गये मानकीय प एवं सं. व्ययों को स्तरीकृत टैरिफ की गणना करने हेतु टैरिफ अवधि के लिये 3.84 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से बढ़ा दिया जायेगा।

#### 43 ईंधन कीमत

- 43.1 विव 2020-21 के लिये बायोमास ईंधन कीमत 2958.25 रु/मै. टन होगी। यह कीमत वर्षावधि के दौरान आयोग द्वारा गठित केन्द्रक अभिकरण, राज्य सरकार, वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा आयोग द्वारा यथानिर्णीत प्रतिनिधियों की राज्य स्तरीय समिति की अनुशंसा पर आधारित पृथक आदेश के माध्यम से भविष्य प्रभावी संशोधन के अध्ययनी होगी। समिति राजस्थान अक्षय उर्जा निगम द्वारा किये गये ईंधन अध्ययन के आधार पर दो वर्ष में एक बार बायोमास ईंधन की कीमत की अनुशंसा करेगी। राज्य स्तरीय समिति भी आरआरईसीएल द्वारा किये गये ईंधन अध्ययन के आधार पर उस वर्ष, जिसके लिये इसके द्वारा ईंधन कीमत की अनुशंसा करेगी। उसके पश्चात् वार्षिक वृद्धि सहित, ईंधन लागत को, समिति द्वारा प्रचलित बाजार परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुये पुनःदेखा जायेगा और यह चक्र नियन्त्रणावधि की समाप्ति तक चलता रहेगा।

बशर्ते कि उपरोक्तानुसार संगणित ईंधन लागत चालू नियन्त्रणावधि के दौरान तथा पूर्व की नियन्त्रणावधि विव 2009-15 एवं 2015-20 के दौरान कमीशन किये गये बायोमास विद्युत संयन्त्रों के लिये प्रयोज्य रहेगी।

#### 44 जीवाश्म ईंधन या सौर विद्युत का उपयोग

- 44.1 इन विनियमों की अधिसूचना के पश्चात् स्थापित रैंकिन साइकल प्रौद्योगिकी पर आधारित नवीन बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिये, जीवाश्म ईंधन या सौर विद्युत का उपयोग अनुज्ञात नहीं किया जायेगा।

- 44.2 इन विनियमों की अधिसूचना के पहले स्थापित रैंकिन साइकल प्रौद्योगिकी पर आधारित विद्यमान बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिये, वार्षिक आधार पर सकल उष्मीय मान के संदर्भ में जीवाश्म ईंधन का 15 प्रतिशत की सीमा के भीतर सौर विद्युत का उपयोग वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से परियोजना के उपयोगी जीवन के लिये अनुज्ञात किया जायेगा। उदाहरण के लिये, यदि एक वर्ष में बायोमास आधारित संयंत्र से कुल उत्पादन 100 मि.यूनिट है, तो अधिकतम 15 मि.यूनिट का उत्पादन जीवाश्म ईंधन उपयोग करते हुये या सौर विद्युत से कर सकते हैं:

बशर्ते कि सौर विद्युत के मामले में, परियोजना विकासक आरआरईसीएल और वितरण अनुज्ञप्तिधारी को मासिक उर्जा विपत्र के साथ माह के लिये सौर विद्युत उत्पादन और उपभोग का ब्यौरा प्रस्तुत करेगा।

#### 45 जीवाश्म ईंधन के उपयोग हेतु मॉनीटरिंग क्रियाविधि

- 45.1 31.03.2020 को या उससे पूर्व कमीशन हुये रैंकिन प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के मामले में, परियोजना विकासक आरआरईसीएल तथा लाभार्थी को प्रत्येक माह के लिये मासिक ईंधन प्रयोग विवरण तथा मासिक ईंधन अधिप्राप्ति विवरण, सनदी लेखाकार

(जीवाश्म तथा गैर-जीवाश्म ईंधन उपभोग के मॉनीटरिंग के प्रयोजनार्थ आयोग द्वारा नियुक्त उपयुक्त अभिकरण को प्रतिलिपि के साथ) द्वारा विधिवत् प्रमाणित, मासिक विद्युत विपत्र सहित प्रस्तुत करेगा। विवरण में निम्नलिखित विस्तृतियां होंगी:

- क) प्रारम्भिक ईंधन स्टॉक प्रमात्रा (टन में)
  - ख) विद्युत संयंत्र स्थल पर ईंधन की प्राप्त प्रमात्रा (टन में)
  - ग) विद्युत उत्पादन के प्रयोजन से माह के दौरान, प्रत्येक प्रकार के ईंधन (बायोमास ईंधन तथा जीवाश्म ईंधन) की अधिप्राप्ति तथा उपभोग की गयी प्रमात्रा (टन में)
  - घ) विद्युत संयंत्र स्थल पर उपलब्ध प्रत्येक प्रकार के ईंधन (बायोमास ईंधन तथा जीवाश्म ईंधन) की अंतिम ईंधन स्टॉक प्रमात्रा (टन में)
  - ड.) वर्ष के दौरान उस माह के अन्त तक प्रत्येक प्रकार के ईंधन की अधिप्राप्ति/के उपभोग की संचित प्रमात्रा (टन में)
  - च) माह के दौरान वास्तविक (सकल तथा शुद्ध) उर्जा उत्पादन (यूनिटों में अंकित)
  - छ) वर्ष के दौरान उस माह के अंत तक संचित वास्तविक (सकल तथा शुद्ध) उर्जा उत्पादन (यूनिटों में अंकित)
- 45.2 किसी भी वित्तीय वर्ष के दौरान परियोजना विकासक द्वारा जीवाश्म ईंधन के प्रयोग की शर्तों की अवहेलना का परिणाम ऐसे बायोमास आधारित विद्युत परियोजना के लिये इन विनियमों के अनुसार और टैरिफ की प्रयोज्यता का प्रत्याहरण होगा।

#### 46 परिवर्तनीय प्रभार (वीसी)

- 46.1 सुसंगत वर्ष के लिये परिवर्तनीय प्रभारों का निर्धारण निम्नानुसार किया जायेगा:

वीसी=[केन्द्र ताप दर(एसएचआर)/सकल उष्मीय मान (जीसीवी)]X[1/(1-सहायक उपभोग घटक)] X(पी/1000)

पी= सुसंगत वर्ष के लिये प्रयोज्य तथा विनियम 43 के अनुसार यथानिर्धारित, प्रति मैट्रिक टन रु में ईंधन कीमत

#### भाग -VIII

#### बायोगैस विद्युत संयंत्र के लिये प्रौद्योगिकीविनिर्दिष्ट पैरामीटर

#### 47 पूंजी लागत

- 47.1 बायोगैस विद्युत संयंत्रों के लिये मानकीय पूंजी लागत, भूमी लागत, पूर्व विकास व्यय सहित, संयंत्र तथा मशीनरी, सिविल कार्य निर्माण तथा चालू करना, निर्माण के दौरान वित्त पोषण तथा ब्याज इत्यादि सहित और अन्तर्सम्बन्ध बिन्दू तक निष्क्रमण आधारिक संरचना युक्त होगी।
- 47.2 बायोगैस विद्युत संयंत्रों के लिये विव 2020-21 के लिये मानकीय पूंजी लागत 1156.77 लाख रु/मेवा होगी। इस पूंजी लागत में अन्तर्सम्बन्ध बिन्दू तक उत्पादित उर्जा का निष्क्रमण शामिल है और प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी, यथा स्थिति, को ग्रिड संयोजिता प्रभार के लिये संदेय 2.5 लाख रु/मेवा भी शामिल है। पूंजी सहायिकी को ध्यान में रखने के पश्चात्, विव 2020-21 के लिये शुद्ध परियोजना लागत 856.77 लाख रु/मेवा होगी।

47.3 नियंत्रण अवधि के विव 2020-21 के लिये यथानिर्दिष्ट पूंजी लागत नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिये वैध बनी रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गयी हो।

#### 48 संयंत्र भार घटक

48.1 स्थिर प्रभारों के निर्धारण के लिये संयंत्र भार घटक (पीएलएफ) 90 प्रतिशत होगा।

#### 49 सहायक उपभोग

49.1 सहायक विद्युत उपभोग घटक 12 प्रतिशत होगा।

#### 50 विशिष्ट ईंधन उपभोग

50.1 विशिष्ट ईंधन उपभोग सब्सट्रेट मिश्रण का 3किग्रा प्रति किवाघं होगा।

#### 51 परिचालन एवं संधारण व्यय

51.1 नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2020-21 के लिये मानकीय प एवं सं. व्यय 61.62 लाख रु/मेवा होंगे।

51.2 इन विनियमों के अन्तर्गत अनुज्ञात किये गये मानकीय प एवं सं. व्ययों को स्तरीकृत टैरिफ की गणना करने हेतु टैरिफ अवधि के लिये 3.84 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से बढ़ा दिया जायेगा।

#### 52 ईंधन लागत (पोषण स्टॉक कीमत)

52.1 नियन्त्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् विव 2020-21) के लिये पोषण स्टॉक कीमत 1273.06 रु/मैं. टन (पाचित्र बहिःस्त्राव से किसी भी लागत की प्राप्ति का शुद्ध होगी।):  
बशर्ते कि नियन्त्रण अवधि के 2020.21 के आगे के वर्षों के लिये, इन विनियमों के विनियम 43 के अधीन गठित राज्य स्तरीय समिति की सिफारिशों के आधार पर निर्धारित बायोमास ईंधन कीमत में परिवर्तन के समान अनुपात में विव 2020-21 के लिये बायोगैस कीमत में परिवर्तन होगा।

#### 53 परिवर्तनीय प्रभार

53.1 बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिये परिवर्तनीय प्रभारों को निम्नानुसार निर्धारित किया जायेगा:

$$\text{वीसी} = [\text{निर्दिष्ट ईंधन उपभोग (किग्रा/यूनिट)}] \times [1 / (1 - \text{सहायक उपभोग घटक})] \times (\text{पी} / 1000)$$

पी = प्रति मैट्रिक टन रु में ईंधन कीमत

#### भाग-IX

#### बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत संयंत्र के लिये प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

#### 54 पूंजी लागत

54.1 बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत संयंत्रों के लिये मानकीय पूंजी लागत, भूमी लागत, पूर्व विकास व्यय सहित, संयंत्र तथा मशीनरी, सिविल कार्य निर्माण तथा चालू करना, निर्माण के दौरान वित्त पोषण तथा ब्याज इत्यादि सहित और अन्तर्सम्बन्ध बिन्दू तक निष्क्रमण आधारिक संरचना युक्त होगी।

54.2 बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत संयंत्रों के लिये विव 2020-21 के लिये मानकीय पूंजी लागत 593.49 लाख रु/मेवा होगी। इस पूंजी लागत में अन्तर्सम्बन्ध बिन्दू तक उत्पादित उर्जा का निष्क्रमण शामिल है और प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी, यथा स्थिति, को ग्रिड संयोजिता प्रभार के लिये संदेय 2.5 लाख रु/मेवा भी शामिल है। पूंजी सहायिकी को ध्यान में रखने के पश्चात्, विव 2020-21 के लिये शुद्ध परियोजना लागत 443.49 लाख रु/मेवा होगी।

54.3 विव 2020-21 के लिये यथानिर्दिष्ट पूंजी लागत नियंत्रण अवधि के उतरवर्ती वर्षों के लिये समान रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गयी हो।

## 55 संयंत्र भार घटक

55.1 स्थिर प्रभारों के निर्धारण के लिये संयंत्र भार घटक (पीएलएफ) 85 प्रतिशत होगा।

## 56 सहायक उपभोग

56.1 सहायक विद्युत उपभोग घटक 10 प्रतिशत होगा।

## 57 विशिष्ट ईंधन उपभोग

57.1 मानकीय विशिष्ट ईंधन उपभोग 1.25 किग्रा प्रति किवाघं होगा।

## 58 परिचालन एवं संधारण व्यय

58.1 नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2020-21 के लिये मानकीय प एवं सं. व्यय 61.62 लाख रु/मेवा होंगे।

58.2 इन विनियमों के अन्तर्गत अनुज्ञात किये गये मानकीय प एवं सं. व्ययों को स्तरीकृत टैरिफ की गणना करने हेतु टैरिफ अवधि के लिये 3.84 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से बढ़ा दिया जायेगा।

## 59 ईंधन लागत (पोषण स्टॉक कीमत)

59.1 नियन्त्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् विव 2020-21) के लिये पोषण स्टॉक की कीमत इन विनियमों के विनियम 43 के अनुसार होगी

## 60 परिवर्तनीय प्रभार

60.1 बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिये परिवर्तनीय प्रभारों को निम्नानुसार निर्धारित किया जायेगा:

$$\text{वीसी} = [\text{निर्दिष्ट ईंधन उपभोग (किग्रा/यूनिट)}] \times [1 / (1 - \text{सहायक उपभोग घटक})] \times (\text{पी} / 1000)$$

पी = प्रति मैट्रिक टन रु में ईंधन कीमत

## भाग -X

### लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिये प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

## 61 पूंजी लागत

61.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिये मानकीय पूंजी लागत निम्नानुसार होगी:

परियोजना का आकार	पूंजी लागत (रु. लाख/मेवा)
------------------	---------------------------

5 मेवा से नीचे	780
5 मेवा से 25 मेवा	900

61.2 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिये यथानिर्दिष्ट पूंजी लागत नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिये वैध बनी रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गयी हो।

## 62 क्षमता उपयोग घटक

62.1 लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिये मानकीय क्षमता उपयोग घटक 30 प्रतिशत होगा।  
स्पष्टीकरण: इस विनियम के प्रयोजनार्थ मानकीय क्षमता उपयोग घटक गृह राज्य को मुफ्त विद्युत, यदि कोई हो, का शुद्ध होगा।

## 63 सहायक उपभोग

63.1 लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिये मानकीय सहायक उपभोग को यथा 1 प्रतिशत विचारित किया जायेगा।

## 64 परिचालन एवं संधारण व्यय

64.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिये मानकीय परिचालन एवं संधारण व्यय निम्नानुसार होंगे :

परियोजना का आकार	प. व सं. व्यय (रु. लाख/मेवा)
5 मेवा से नीचे	33.66
5 मेवा से 25 मेवा	24.37

64.2 इन विनियमों के अधीन, नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रारम्भण पर अनुमत मानकीय परिचालन एवं संधारण व्यय इन विनियमों के विनियम 21 में टैरिफ अवधि के लिये निर्दिष्ट दर पर बढ़ाये जायेंगे।

## भाग-XI

**गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिये प्रौद्योगिकीविनिर्दिष्ट पैरामीटर**

## 65 पूंजी लागत

65.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिये मानकीय पूंजी लागत 492 लाख रु./मेवाहोगी और नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिये वैध बनी रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा इससे पहले समीक्षा न की जाये।

## 66 संयंत्र भार घटक

66.1 स्थिर प्रभारों के निर्धारण के लिये संयंत्र भार घटक (पीएलएफ) 53 प्रतिशत होगा।

## 67 सहायक उपभोग

67.1 टैरिफ की गणना के लिये सहायक उपभोग को यथा 8.5 प्रतिशत विचारित किया जायेगा।

## 68 केन्द्र ताप दर



68.1 गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिये टैरिफ की संगणना हेतु विद्युत उत्पादन घटक के लिये 3600 किक्के/किवाघं की केन्द्र ताप दर को विचारित किया जायेगा।

## 69 सकल उष्मीय मान

69.1 बैगास के लिये सकल उष्मीय मान 2250 किक्के/किग्रा विचारित किया जायेगा। बैगास से भिन्न बायोमास ईंधनों के उपयोग के लिये विनियम 41 के अन्तर्गत यथानिर्दिष्ट सकल उष्मीय मान प्रयोज्य होंगे।

## 70 ईंधन लागत

70.1 नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये बैगास की कीमत 2274 रुपये प्रति मै.टन होगी और नियन्त्रण अवधि के बाद के वर्षों के लिये आधार कीमत प्राप्त करने के लिये 5 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से बढ़ायी जायेगी जब तक की आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा न की गयी हो। स्तरीकृत टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थ, बैगास कीमतों पर 5 प्रतिशत वर्ष का मानकीय वृद्धि घटक प्रयोज्य होगा।

70.2 गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं में बैगास से भिन्न बायोमास के उपयोग के लिये, विनियम 43 के अन्तर्गत यथा निर्दिष्ट बायोमास कीमतें प्रयोज्य होंगी।

## 71 परिचालन एवं संधारण व्यय

71.1 नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2020-21 के लिये मानकीय प एवं सं. व्यय 24.52 लाख रु प्रति मेवा होंगे और टैरिफ अवधि के लिये 3.84 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से बढ़ाये जायेगे।

## भाग-XII

नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाओं और रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिये प्रौद्योगिकीविनिर्दिष्ट पैरामीटर

## 72 पूंजी लागत

72.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत का ही निर्धारण करेगा।

## 73 संयंत्र भार घटक

73.1 नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाओं और रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिये टैरिफ के निर्धारण के लिये संयंत्र भार घटक निम्न प्रकार होगा:

क्र. सं.	संयंत्र भार घटक	एमएसडब्ल्यू	आरडीएफ
क)	स्थरीकरण अवधि के दौरान	65%	65%
ख)	प्रथम वर्ष की शेष अवधि के दौरान (स्थरीकरण अवधि के पश्चात)	65%	65%
ग)	द्वितीय वर्ष से आगे	75%	80%

73.2 स्थयीकरण अवधि परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से 6 माह से अधिक नहीं होगी।

#### **74 सहायक उपभोग**

74.1 टैरिफ निर्धारण के लिये सहायक उपभोग को यथा 15 प्रतिशत विचारित किया जायेगा।

#### **75 केन्द्र ताप दर**

75.1 टैरिफ निर्धारण के लिये 4200 किक्के/किवाघं की केन्द्र ताप दर को विचारित किया जायेगा।

#### **76 परिचालन एवं संधारण व्यय**

76.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट परिचालन एवं संधारण व्ययों का ही निर्धारण करेगा।

#### **77 सकल उष्मीय मान**

77.1 टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थलिये आरडीएफ का सकल उष्मीय मान 2500 किक्के/किग्रा पर होगा।

77.2 एमएसडब्ल्यू के सकल उष्मीय मान आयोग द्वारा परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के निर्धारण करते समय, प्रत्येक मामले के आधार पर निर्धारित किये जायेंगे।

#### **78 ईंधन लागत**

78.1 नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरानरिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूलकी कीमत यथा 2084 रुपये प्रति मै.टनके विचारित की जायेगी और नियन्त्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिये 5 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से बढ़ायी जायेगी जब तक की आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा न की गयी हो।स्तरीकृत टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजनार्थ, 5 प्रतिशत वर्ष का मानकीय वृद्धि घटक प्रयोज्य होगा।

78.2 नगरपालिका ठोस अपशिष्ट के लिये ईंधन लागत को यथा शून्य के माना जायेगा बशर्ते कि परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का निर्धारण करते समय आयोग ऐसे ईंधन की परिवहन लागत की अनुमति देने पर विचार कर सकता है:

बशर्ते यह कि परियोजना द्वारा प्राप्त टिपिंग शुल्क/रॉयल्टी को टैरिफ का परिकलन करते समय ईंधन कीमत में समायोजित किया जायेगा:

बशर्ते यह भी कि प्राप्त अनुदान/सहायिकी को विनियम 24 के प्रावधान के अनुसार समायोजित किया जायेगा।

### **भाग-XIII**

#### **अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजनाओं के लिये प्रौद्योगिकीविनिर्दिष्ट पैरामीटर**

#### **79 पूंजी लागत**

79.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत का ही निर्धारण करेगा।

#### **80 क्षमता उपयोग घटक**

- 80.1 आयोग, प्रत्येक अक्षय उर्जा स्रोत की निर्धारित क्षमता के अनुपात और यथास्थिति, ऐसे अक्षय उर्जा स्रोत के लिये प्रयोज्य क्षमता उपयोग घटक को ध्यान में रखते हुये, अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजनाओं के सम्बन्ध में केवल परियोजना विनिर्दिष्ट क्षमता उपयोग घटक निर्धारित करेगा।

बशर्ते कि अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजनाओं के लिये न्यूनतम क्षमता उपयोग घटक 30 प्रतिशत होगा जब अंतर संयोजन बिन्दू पर मापा जाता है, जहां उर्जा को ग्रिड में इंजेक्ट किया जाता है।

## 81 परिचालन एवं संधारण व्यय

- 81.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट परिचालन एवं संधारण व्ययों का ही निर्धारण करेगा।

## 82 टैरिफ

- 82.1 अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजना के लिये टैरिफ इस तरह के अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजनाओं के लिये संयुक्त अक्षय उर्जा प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवनकाल के न्यूनतम तक टैरिफ घटकों में गुणनाखण्ड (फैक्टरिंग) द्वारा सम्पूर्णतया परियोजना के लिये संमिश्रित स्तरीकृत टैरिफ होगी।

बशर्ते कि अक्षय हाइब्रिड उर्जा परियोजना के लिये संयुक्त कोई भी अक्षय उर्जा प्रौद्योगिकियों का अग्रतर उपयोगी जीवनकाल बच जाता है तो ऐसी अक्षय उर्जा प्रौद्योगिकी के शेष उपयोगी जीवनकाल के लिये स्तरीकृत टैरिफ को शेष उपयोगी जीवनकाल के लिये टैरिफ घटकों में गुणनाखण्ड (फैक्टरिंग) द्वारा पृथक रूप में निर्धारित किया जायेगा।

## भाग-XIV

### भण्डारण सहित अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये प्रौद्योगिकीविनिर्दिष्ट पैरामीटर

## 83 पूंजी लागत

- 83.1 आयोग भण्डारण सहित अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत का ही निर्धारण करेगा।

## 84 उर्जा भण्डारण प्रणाली (ईएसएस) की निर्धारित उर्जा क्षमता

- 84.1 उर्जा भण्डारण प्रणाली (ईएसएस) की न्यूनतम निर्धारित उर्जा क्षमता 'एक्स/2' एमडब्ल्यूएच के बराबर होगी, जहां 'एक्स' परियोजना की मेगावाट में स्थापित क्षमता है।

उदाहरण के लिये: यदि किसी परियोजना की स्थापित क्षमता 20 मेगावाट है तो स्थापित (ईएसएस) की न्यूनतम उर्जा रेटिंग 10 एमडब्ल्यूएच होगी।

## 85 भण्डारण क्षमता

- 85.1 आयोग केवल परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिये ही भण्डारण क्षमता का अनुमोदनकरेगा।

बशर्ते कि ठोस-अवस्था बैट्रियों की प्रौद्योगिकी पर आधारित भण्डारण के लिये न्यूनतम क्षमता 80% होगी।

बशर्ते यह भी कि पम्प भण्डारण की प्रौद्योगिकी पर आधारित भण्डारण के लिये न्यूनतम क्षमता 75% होगी।

- 85.2 भण्डारण के साथ अक्षय उर्जा परियोजना के भण्डारण घटक की क्षमता को भण्डारण से प्राप्त आउटपुट उर्जा और ऐसी परियोजना के भण्डारण घटक को आपूर्ति की गई इनपुट उर्जा के यथा अनुपात के वार्षिक आधार पर मापा जायेगा।

## 86 परिचालन एवं संधारण व्यय

- 86.1 आयोग प्रचलित बाजार प्रवृत्ति पर विचार करते हुये केवल परियोजना विनिर्दिष्ट परिचालन एवं संधारण व्ययों का ही निर्धारण करेगा।

## 87 उर्जा भण्डारण के लिये टैरिफ निर्धारण

- 87.1 भण्डारण के साथ अक्षय उर्जा परियोजना के लिये टैरिफ, भण्डारण की सुविधा से आपूर्ति की गयी उर्जा सहित परियोजना से आपूर्ति की गयी उर्जा के लिये, दिन के समय पर आधारित, निर्धारित संमिश्रित टैरिफ या विशेषक टैरिफ होगी।

बशर्ते कि इस प्रकार की टैरिफ को चौबीस घंटे (रात-दिन) के आधार पर विद्युत की आपूर्ति के लिये या परियोजना विकासक और लाभार्थी की सहमति के अनुसार समय अवधियों के लिये निर्धारित किया जा सकता है।

## भाग -XV

### अन्य

- 88 राजस्थान सरकार तथा भारत सरकार की नीतियों के अनुसार स्थापित विद्यमान संयंत्रों हेतु टैरिफ

- 88.1 पवन उर्जा संयंत्रों, जिनके लिये विद्युत क्रय अनुबन्ध (पीपीए) राजस्थान सरकार की 1999 व 2000 की नीति के अन्तर्गत किये गये हैं तथा 31.03.2007 से पूर्व चालू हुये हैं, द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युतापूर्ति के लिये नियन्त्रण अवधि के लिये टैरिफ नीचे दिये गये अनुसार होगी:

क्र. सं.	वर्ष के दौरान अक्षय उर्जा उत्पादन	राजस्थान सरकार की निम्न नीति के अन्तर्गत संयंत्रों के लिये रु. प्रति किवाघं में टैरिफ	
		11.03.99	4.02.2000
1	2020-21	5.7171	5.7135
2	2021-22	5.7171	5.7135
3	2022-23	5.7171	5.7135
4	2023-24	5.7171	5.7135

बशर्ते कि यदि पीपीए अवधि के अन्तर्गत इन संयंत्रों से उर्जा की आपूर्ति की जा रही है तो उपरोक्त टैरिफ लागू होगी। पीपीए की अवधि से आगे के लिये, विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय परियोजनाओं के लिये विनियम 10 के अनुसार टैरिफ लागू होगी।

- 88.2 बायोमास विद्युत संयंत्रों, जिनके लिये विद्युत क्रय अनुबन्ध (पीपीए) राजस्थान सरकार की 1999 की नीति के अन्तर्गत किये गये हैं तथा 30.09.2008 से पूर्व चालू हुये हैं, द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युतापूर्ति के लिये नियन्त्रण अवधि के लिये टैरिफ नीचे दिये गये अनुसार होगी:

क्र. सं.	वर्ष के दौरान अक्षय उर्जा उत्पादन	राजस्थान सरकार की 11.03.99 की नीति के अन्तर्गत संयंत्रों के लिये रु. प्रति किवाघ में टैरिफ
1	2020-21	8.0445
2	2021-22	8.4467
3	2022-23	8.8690
4	2023-24	9.3124

बशर्ते कि यदि पीपीए अवधि के अन्तर्गत इन संयंत्रों से उर्जा की आपूर्ति की जा रही है तो उपरोक्त टैरिफ लागू होगी। पीपीए की अवधि से आगे के लिये, विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय परियोजनाओं के लिये विनियम 10 के अनुसार टैरिफ लागू होगी।

- 88.3 उप-विनियम 88.1 द्वारा आवृत्त को छोड़कर अक्षय उर्जा विद्युत संयंत्रों जो राजस्थान सरकार की 2003 एवं 2004 की नीतियों (मूल के अतिरिक्त संशोधित) के अन्तर्गत 31.03.2007 (पवन विद्युत संयंत्र के लिये) तक चालू हुये हैं, द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युतापूर्ति के लिये टैरिफ, कथित के अनुसार बीस वर्षों के लिये प्रयोज्य जैसी ही होने के नाते, नीचे दिये गये अनुसार होगी:

क्र. सं.	वर्ष के दौरान अक्षय उर्जा उत्पादन	निम्न दिनांकित नीति के अनुसार रु. प्रति किवाघ में टैरिफ		
		30.04.03	25.10.04	25.10.04
		पवन विद्युत संयंत्रों के लिये	पवन विद्युत संयंत्रों के लिये	पवन विद्युत संयंत्रों के लिये (24.02.06 को संशोधित)
1	2020-21	3.92	3.36	3.79
2	2021-22	3.92	3.36	3.79
3	2022-23	3.92	3.36	3.79
4	2023-24	3.92	3.36	3.79

बशर्ते कि यदि पीपीए अवधि के अन्तर्गत इन संयंत्रों से उर्जा की आपूर्ति की जा रही है तो उपरोक्त टैरिफ लागू होगी। पीपीए की अवधि से आगे के लिये, विस्तारित अवधि के दौरान अक्षय परियोजनाओं के लिये विनियम 10 के अनुसार टैरिफ लागू होगी।

- 88.4 सौर विद्युत परियोजनायें (भारत सरकार की प्रोत्साहन योजना आधारित उत्पादन के अन्तर्गत चालू की गयी परियोजनाओं के लिये)

भारत सरकार की प्रोत्साहन योजना आधारित उत्पादन के अन्तर्गत चालू की गयी परियोजनाओं के लिये सौर विद्युत उत्पादक को डिस्कोमों द्वारा संदेय कुल टैरिफ निम्न प्रकार होगी:

अ. वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से प्रथम 10 वर्षों के लिये टैरिफ

क्र. सं.	विवरण	एसपीवी प्रौद्योगिकी	सीएसपी प्रौद्योगिकी
1	भारत सरकार की योजना के अनुसार सौर विद्युत संयंत्रों की पूरे जीबीआई के लिये पात्र	15.78 रु./किवाघं	13.78 रु./किवाघं
2	भारत सरकार की योजना के अनुसार सौर विद्युत संयंत्र घटे हुये जीबीआई के लिये पात्र	15.18 रु./किवाघं	13.18 रु./किवाघं

### ब. वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से 10 वर्षों पश्चात टैरिफ

सीओडी से 10 वर्षों पश्चात टैरिफ पीपीए की शेष अवधि के लिये जीबीआई प्रोत्साहन को छोड़कर परियोजना के सीओडी से परिचालन के 10वें वर्ष के दौरान विद्युत के क्रय के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रदत्त टैरिफ अर्थात्, रुपये 4.81/किवाघं (रुपये 4.03/किवाघं + अतिरिक्त रुपये 0.78/किवाघं) के समतुल्य होगी। यदि सौर परियोजना विकासक इस टैरिफ पर वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को विद्युत की आपूर्ति नहीं करना चाहता है तो सौर परियोजना विकासक किसी अन्य इकाई को उर्जा विक्रय करने के लिये स्वतंत्र है।

### 89 ग्रिड संयोजता

89.1 2.5 लाख रु प्रति मेवा के ग्रिड संयोजता प्रभार अक्षय उर्जा परियोजनाओं द्वारा प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, को संदेय होंगे।

89.2 राज्य ग्रिड में विद्युत इंजेक्शन नीचे इंगित की गयी क्षमता तक सीमित होगा:

क्र. सं.	फीडर के माध्यम से पोषित कुल विद्युत (मेगा वाट में)					
		11 केवी	33 केवी	132 केवी	220 केवी	400 केवी
1	एसीएसआर रैकून	1 मेवा	2 मेवा			
2	एसीएसआर डॉग	2 मेवा	6 मेवा			
3	एसीएसआर पेन्थर	2 मेवा से ऊपर एवं 6 मेवा तक	6 मेवा से ऊपर एवं 15 मेवा तक	15 मेवा से ऊपर एवं 70 मेवा तक		
4	एसीएसआर जेबरा				70 मेवा से ऊपर एवं 200 मेवा तक	
5	एसीएसआर एकल मूस				200 मेवा से ऊपर एवं 225 मेवा तक	

6	एसीएसआर दोहरा मूस					225 मेवा से ऊपर एवं 800 मेवा तक
7	एसीएसआर क्वाड मूस					800 मेवा से ऊपर एवं 1600 मेवा तक
8	एएल 59			70 मेवा से ऊपर एवं 120 मेवा तक	120 मेवा से ऊपर एवं 300 मेवा तक	300 मेवा से ऊपर एवं 1250 मेवा तक
9	एचटीएलएस			70 मेवा से ऊपर एवं 150 मेवा तक	150 मेवा से ऊपर एवं 300 मेवा तक	300 मेवा से ऊपर एवं 1800 मेवा तक

## 90 मीटरिंग

90.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी को उर्जा के विक्रय के सम्बन्ध में, उर्जा लेखांकन के प्रयोजनार्थ मीटरिंग निम्नानुसार होगा-

क) सौर पीवी तथा सौर संयंत्रों हेतु मीटरिंग उत्पादक के ट्रान्सफार्मर के एचवी की ओर के निर्गामी फीडर पर लाइन आइसोलेटर पर होगी।

ख) पुलिंग व्यवस्था के माध्यम से विद्युतापूर्ति करने वाले पवन विद्युत संयंत्रों के लिये मीटरिंग अनुज्ञप्तिधारी के ग्रिड उप केन्द्र पर होगी।

बशर्ते कि अनुज्ञप्तिधारी के ग्रिड उप केन्द्र पर उक्त मीटरिंग के लिये निम्नलिखित हानियां मानी जायेगी:

(क) 33केवी तक मीटरिंग के लिये हानियां- 1 प्रतिशत

(ख) 132केवी तथा ऊपर मीटरिंग के लिये हानियां- 2.5 प्रतिशत

90.2 बायोमास, बायोगैस तथा बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत संयंत्र, गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन संयंत्र, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित संयंत्र और एमएनआरई द्वारा अनुमोदित कोई अन्य प्रौद्योगिकियां जो विद्युत की आपूर्ति के लिये पुलिंग व्यवस्था का उपयोग नहीं करती है, से वितरण अनुज्ञप्तिधारी को उर्जा के विक्रय के सम्बन्ध में, लेखांकन के प्रयोजनार्थ मीटरिंग, उत्पादक ट्रान्सफार्मर के एचवी की ओर के निर्गामी फीडर पर लाइन आइसोलेटर पर होगी।

- 90.3 सभी मीटरिंग स्थापना केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटर की स्थापना और संचालन) विनियम, 2006 और इसके संशोधनों का अनुपालन करेंगे:  
 बशर्ते कि यदि विद्यमान अक्षय ऊर्जा आधारित उत्पादन केन्द्रों की मीटरिंग स्थापना केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटर की स्थापना और संचालन) विनियम, 2006 और इसके संशोधनों के साथ अनुपालन नहीं कर रहे हैं तो इन उत्पादन केन्द्रों को केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटर की स्थापना और संचालन) विनियम, 2006 और इसके संशोधनों का अनुपालन के लिये इन विनियमों की अधिसूचना से एक वर्ष के भीतर मीटर स्थापित करना चाहिये।
- 90.4 भारत सरकार की नीति, 1999 के अन्तर्गत आवृत बायोमास विद्युत संयंत्रों को भी, यदि ऐसा विकल्प देता है, तो तकनीकी साध्यता तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी की स्वीकारोक्ति के अध्यधीन, उनके मीटरों को उत्पादक के एचवी की ओर के निर्गामी फीडर पर लाइन आइसोलेटर पर परिवर्तित करना अनुज्ञाप किया जायेगा। तथापि, परिवर्तन की लागत उसी उत्पादक को वहन करनी होगी।
- 90.5 अक्षय ऊर्जा के लिये खुले अभिगम के मामले में तथा आरईसी कार्य विधि के अन्तर्गत विद्युत के विक्रय के मामले में मीटरिंग, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के ईएचवी सब स्टेशन पर या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के एचवी सब स्टेशन, यथास्थिति, पर होगी तथा हानियों के लिये ऊपर यथा निर्धारित प्रावधान प्रयोज्य नहीं होगा।

## 91 अन्य प्रभार

- 91.1 विद्यमान और साथ ही आगे आने वाली अक्षय ऊर्जा परियोजनाओं के लिये निम्नलिखित प्रभार लागू होंगे:

### 91.2 केवीएआरएच प्रभार

- 91.2.1 उत्पादन संयंत्रों द्वारा ग्रिड से शुद्ध केवीएआरएच आहरण 01.04.2020 से 15.00 पैसे/केवीएआरएच, जब तक किसी विनियम या आयोग द्वारा जारी किये गये आदेश में इसे निर्दिष्ट किया जाता है, 0.50 पैसे /केवीएआरएच वार्षिक वृद्धि पर विपत्रित किया जायेगा।

### 91.3 उत्पादन केन्द्रों द्वारा विद्युत का आयात

- 91.3.1 उत्पादन केन्द्र द्वारा ग्रिड से शटडाउन तथा आउटेज के दौरान ऊर्जा आहरण तथा शटडाउन के बाद पुनः प्रारम्भण का राज्य के भीतर वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विक्रीत ऊर्जा के प्रति त्रैमासिक आधार पर समंजन किया जायेगा।

बशर्ते कि यदि उत्पादन केन्द्र द्वारा आहरण इसके द्वारा किसी माह में किये गये अन्तःक्षेपण से अधिक है, तो महिने के दौरान किये गये अधिक आहरण को बाद के महिने और उससे आगे अग्रेणीत किया जायेगा। ऐसे संचित आहरण, यदि कोई है, को त्रैमासिक आधार पर वृहद औद्योगिक उपभोक्ता के प्रयोज्य टैरिफ पर तय किया जायेगा। पहला त्रैमास सुसंगत वर्ष के 1 अप्रैल से शुरू होगा।

बशर्ते यह कि जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विक्रय प्रभारित नहीं होता है या वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विक्रय आरईसी कार्यविधि के अन्तर्गत है, तो ग्रिड से किये गये ऐसे आहरण



को एचटी औद्योगिक उपभोक्ता को प्रयोज्य अस्थायी आपूर्ति टैरिफ (टैरिफ श्रेणी एचटी-5) दैनिक आधार पर विपत्रित किया जायेगा।

#### 91.4 प्रसारण तथा वहीलिंग प्रभार

91.4.1 तृतीय पक्षकार को विक्रय के मामले में या राज्य के भीतर या राज्य के बाहर दोनों कैप्टिव उपयोग हेतु प्रसारण प्रभार तथा वहीलिंग प्रभार नकद में वसूल किये जायेंगे तथा प्रसारण हानियां एवं वहीलिंग हानियां माल के रूप में निम्नानुसार वसूल की जायेगी:

क) प्रसारण नेटवर्क के उपयोग के लिये, खुले अभिगम संव्यवहारों के सम्बन्ध में प्रसारण प्रभार तथा हानियां आयोग द्वारा यथानिर्धारित प्रयोज्य होंगी।

ख) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के नेटवर्क के उपयोग के लिये वहीलिंग प्रभार तथा हानियां, सम्बन्धित वॉल्टेज स्तरों, जिन पर विद्युत की आपूर्ति की जाती है, खुले अभिगम संव्यवहारों के सम्बन्ध में प्रसारण प्रभार तथा हानियां आयोग द्वारा यथानिर्धारित प्रयोज्य होंगी।

बशर्ते कि जबकि समय पर प्रवृत्त अन्य विनियमों में उल्लिखित किसी प्रतिकूल बात के होते हुये भी, अक्षय उर्जा परियोजनाओं के लिये वहीलिंग प्रभार कुल उर्जा वहीलड पर प्रति यूनिट आधार पर लागू होंगे न कि खुला अभिगम अनुबन्धित क्षमता के आधार पर।

ग) ईएचवी तथा वितरण नेटवर्क दोनों के उपयोग हेतु प्रसारण एवं वहीलिंग प्रभार और हानियां दोनों, यथाप्रयोज्य, संदेय होंगे।

बशर्ते कि विनियम 88 में निर्धारित राज्य सरकार की नीतियों के अन्तर्गत 31.03.2007 तक किये गये विद्युत क्रय अनुबन्धों तथा चालू हुये संयंत्रों के मामलों में नीति के अनुसार प्रभार, जब तक कि अक्षय उर्जा विद्युत संयंत्र अन्यथा विकल्प नहीं देता है, प्रयोज्य होंगे।

बशर्ते यह कि इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि के पश्चात् एवं 31.03.2023 के पूर्व स्थापित भण्डारण के साथ अक्षय उर्जा परियोजनाओं, या तो कैप्टिव परियोजना के रूप में स्थापित या खुला अभिगम के अन्तर्गत तृतीय पक्ष को विद्युत की आपूर्ति करती है, के लिये राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रभारों एवं वहीलिंग प्रभारों में 75 प्रतिशत की छूट होगी। यह छूट परियोजना के प्रारम्भ होने की तिथि से परिचालन के प्रथम सात वर्षों के लिये लागू होगी।

बशर्ते यह भी कि इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि के पश्चात् एवं 31.03.2023 के पूर्व स्थापित सौर विद्युत उर्जा परियोजना या तो कैप्टिव परियोजना के रूप में स्थापित या खुला अभिगम के अन्तर्गत विद्युत वाहन चार्जिंग केन्द्रों को विद्युत की आपूर्ति करती है, के लिये राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रभारों एवं वहीलिंग प्रभारों में 100 प्रतिशत की छूट होगी। यह छूट विद्युत वाहन चार्जिंग केन्द्रों की स्थापना की तिथि से प्रथम दस वर्षों के लिये लागू होगी।

बशर्ते यह भी कि उपरोक्त छूट अधिकतम 25 मेवा की वैयक्तिक संयंत्र क्षमता और 500 मेवा की कुल क्षमता वाली परियोजनाओं के लिये लागू होगी।

### 91.5 एसएलडीसी शुल्क एवं प्रभार

91.5.1 एसएलडीसी शुल्क एवं प्रभार, समय-समय पर यथासंशोधित राविविआ (राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा शुल्क तथा प्रभारों का उद्गृहण) विनियम, 2004 में यथानिर्दिष्ट होंगे।

### 91.6 प्रतिसहायिकी अधिभार और अतिरिक्त अधिभार

91.6.1 समय-समय पर आयोग द्वारा यथा निर्धारित प्रतिसहायिकी अधिभार और अतिरिक्त अधिभार अक्षय उर्जा विद्युत केन्द्रों पर आधारित निम्नलिखित संव्यवहारों के लिये लागू होंगे:

- क) प्रसारण या वितरण अनुज्ञप्तिधारी का नेटवर्क उपयोग करते हुये खुला अभिगम के अन्तर्गत तृतीय पक्ष को विद्युत की आपूर्ति
- ख) अक्षय उर्जा आधारित सह-स्थित संयंत्रों के लिये तृतीय पक्ष द्वारा विद्युत की आपूर्ति
- ग) मीटर के पीछे स्थापित अक्षय उर्जा आधारित सह-स्थित संयंत्रों से तृतीय पक्ष द्वारा विद्युत की आपूर्ति

बशर्ते कि अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव संयंत्रों के लिये प्रतिसहायिकी अधिभार और अतिरिक्त अधिभार लागू नहीं होंगे।

### 92 अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्र

92.1 मीटर के पीछे स्थापित अक्षय उर्जा आधारित संयंत्र संहिता पात्र वैयक्तिक नवीन अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्र की अधिकतम अनुज्ञेय क्षमता संविदा मांग के 100 प्रतिशत तक सीमित होगी।

बशर्ते कि पात्र सह-स्थित वैयक्तिक नवीन अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्र ग्रिड में विद्युत के इंजेक्शन के लिये और साथ ही वितरण अनुज्ञप्तिधारी से विद्युत का आहरण करने के लिये एक ही सेवा लाइन और स्थापना का उपयोग करेगा।

92.2 नवीन अक्षय उर्जा कैप्टिव उत्पादन संयंत्र से उपभोग की जाने वाली और बैंक की गयी अधिकतम अनुज्ञेय उर्जा, इन विनियमों में यथानिर्दिष्ट संबंधित प्रौद्योगिकी के लिये यथाप्रयोज्य, प्रतिशत में, न्यूनतम क्षमता उपयोग घटक/संयंत्र भार घटक से 5 प्रतिशत अधिक के अनुरूप उर्जा तक सीमित होगी।

बशर्ते कि उपर्युक्त सीमा से अधिक उपभोगित की गई उर्जा को वितरण अनुज्ञप्तिधारी से समकक्ष आहरण के रूप में माना जायेगा और तदनुसार विपत्रित की जायेगी।

### 93 बैंकिंग

93.1 विद्यमान अक्षय उर्जा आधारित संयंत्र एवं नवीन अक्षय उर्जा आधारित संयंत्र, दोनों के लिये इन विनियमों में निर्दिष्ट बैंकिंग की निबन्धन एवं शर्तें लागू होगी।

93.2 बैंकिंग सुविधा लेने के लिये, अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्र एबीटी अनुवर्ती विशेष उर्जा मीटर (एसईएम) स्थापित करेगा, जो प्रत्येक ब्लाक के 15 मिनट के लिये उर्जा लेखांकन में सक्षम होगा।

93.3 उपभोग छोर पर 15 मिनट के समय-ब्लाक के आधार पर अक्षय उर्जा कैप्टिव उत्पादन केन्द्र द्वारा इंजेक्ट की गयी उर्जा की अधिकतम 25 प्रतिशत की सीमा के अधीन उर्जा की बैंकिंग राज्य के भीतर केवल कैप्टिव उपभोग के लिये अनुज्ञात की जायेगी।

बशर्ते कि खुला अभिगम के अन्तर्गत तृतीय पक्ष को आपूर्ति कर रहे अक्षय उर्जा संयंत्रों के लिये और एक ही परिसर में किसी भी द्वि-दिशात्मक मीटर के बिना मीटर के पीछे स्थापित अक्षय उर्जा संयंत्र से उपभोग के लिये कोई भी बैंकिंग सुविधा अनुज्ञात नहीं की जायेगी।

बशर्ते यह कि बैंकिंग सुविधा का लाभ उठाने के लिये, अक्षय उर्जा कैप्टिव उत्पादन केन्द्र वितरण अनुज्ञप्तिधारी के साथ व्हीलिंग एवं बैंकिंग करार करेंगे।

#### 93.4 बैंकिंग अवधि

93.4.1 वित्तीय वर्ष के लिये बैंकिंग वार्षिक आधार पर अनुज्ञात की जायेगी।

#### 93.5 बैंकिंग के लिये उर्जा लेखांकन

93.5.1 जबकि समय पर प्रवृत्त किसी भी अन्य विनियमों में किसी प्रतिकूल बात के होते हुये भी, उर्जा लेखांकन निम्नानुसार होगा:

बैंकिंग साथ ही बैंक की गयी उर्जा की वापसी यथा अपेक्षित अनुसूचन के अधीन होगी।

यदि किसी भी 15 मिनिट के समय-ब्लाक में, इंजेक्ट की गयी उर्जा आहत उर्जा से अधिक है, तो समय-ब्लाक के दौरान इंजेक्ट की गयी उर्जा के अधिकतम 25 प्रतिशत के अधीन अतिरिक्त उर्जा की माह के अन्त तक गणना की जायेगी और संचित की जायेगी। इस तरह से गणना की गयी अतिरिक्त उर्जा का डिस्कॉमों से संचयी आहरण, व्यस्ततम घंटों के दौरान आहरण के सिवाय, के तहत बैंकिंग प्रभारों को समायोजित करने के पश्चात्, सेट ऑफ किया जायेगा।

उदाहरण: यदि किसी भी समय-ब्लाक में, उर्जा की 100 यूनिटों को इंजेक्ट किया गया है और उर्जा की 60 यूनिटों का आहरण किया गया है तो विशेष समय-ब्लाक के लिये विचार की जाने वाली अतिरिक्त इंजेक्ट की गयी उर्जा 40 यूनिट होगी जिसमें से 25 यूनिटों को बैंक किया जायेगा और शेष 15 यूनिटें रद्द (व्यपगत) हो जायेगी और समय-ब्लाक के दौरान उत्पादित उर्जा के 25 प्रतिशत से अधिक इंजेक्ट की गयी अतिरिक्त उर्जा पर कोई क्षतिपूर्ति लागू नहीं होगी।

क) संबंधित माह के अन्त में शेष अतिरिक्त इंजेक्ट की गयी उर्जा, यदि कोई हो, को यथा बैंक की गयी उर्जा विचारित किया जायेगा और अगले महिने में ले जाया जायेगा।

ख) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथा निर्धारित व्यस्ततम घंटों के दौरान बैंक की गयी उर्जा के आहरण की अनुमति नहीं दी जायेगी। विशेष माह के अन्त तक बैंक की गयी संचित उर्जा को बैंकिंग प्रभारों के समायोजन के पश्चात् माह के दौरान संचयी आहरण, व्यस्ततम घंटों के दौरान आहरण के सिवाय, के तहत सेट ऑफ किया जायेगा।

ग) वित्तीय वर्ष के अन्त में बैंक की गयी अनुपयोगी उर्जा रद्द हो जायेगी और वित्तीय वर्ष के अन्त में बैंक की गयी अनुपयोगी उर्जा पर कोई क्षतिपूर्ति लागू नहीं होगी।

93.6 बैंक की गयी उर्जा के 10 प्रतिशत की दर से बैंकिंग प्रभार माल में संदेय होंगे और निकासी से पहले बैंक की गयी उर्जा के तहत समायोजित किये जायेंगे।

उदाहरण: यदि कैप्टिव उत्पादक द्वारा उर्जा की 100 यूनिटें बैंक की गयी हैं तो कैप्टिव उत्पादक बैंक की गयी उर्जा की 90 यूनिटों का आहरण करने के लिये योग्य होगा और 10 यूनिटों की यथा बैंकिंग प्रभारों की कटौती की जायेगी।

### 93.7 विद्यमान अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव उत्पादन केन्द्रों के लिये वैकल्पिक मासिक बैंकिंग

93.7.1 इन विनियमों की अधिसूचना के पूर्व स्थापित विद्यमान अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव उत्पादन केन्द्रों के पास बैंकिंग सुविधा उठाने के लिये या तो विनियमों 93.1 से 93.6 में उल्लिखित निबन्धनों एवं शर्तों के अनुसार या निम्नलिखित निबन्धनों एवं शर्तों के अनुसार मासिक बैंकिंग का विकल्प होगा:

क) राज्य के भीतर केवल कैप्टिव उपभोग के लिये उपभोग की छोर पर उर्जा को बैंक करने के लिये अनुज्ञात किया जायेगा।

ख) बैंकिंग मासिक आधार पर होगी।

ग) उर्जा लेखांकन:

जबकि समय पर प्रवृत्त किसी भी अन्य विनियमों में किसी प्रतिकूल बात के होते हुये भी, उर्जा लेखांकन निम्नानुसार होगा:

अ. यदि किसी भी ब्लाक में, इंजेक्ट की गयी उर्जा आहत उर्जा से अधिक है, तो अतिरिक्त उर्जा की गणना की जायेगी। प्रत्येक समय-ब्लाक की अतिरिक्त उर्जा को माह के अन्त तक संचित किया जायेगा और डिस्कॉमों से संचयी आहरण, व्यस्ततम घंटों के दौरान आहरण के सिवाय, के तहत बैंकिंग प्रभारों को समायोजित करने के पश्चात्, सेट ऑफ किया जायेगा।

ब. महिने के अन्त में अनुपयोगी बैंक की गयी उर्जा रद्द हो जायेगी और माह के अन्त में अनुपयोगी बैंक की गयी उर्जा पर कोई क्षतिपूर्ति लागू नहीं होगी।

घ) प्रत्येक माह में बैंक की गयी उर्जा के 10% की दर पर बैंकिंग प्रभार माल के रूप में संदेय होंगे।

### 94 समानान्तर परिचालन प्रभार

94.1 ग्रिड या राज्य प्रसारण प्रणाली से अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्र की संयोजकता अधिनियम की धारा 73 की उप-धारा (बी) के अनुसार अधिसूचित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के राज्य ग्रिड कोड और संयोजकता विनियमों के अधीन नियत कनेक्शन की शर्तों द्वारा शासित होगी।

94.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दायर अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्र (सह-स्थित भारों के साथ) या पृथक रूप से ग्रिड के साथ अक्षय उर्जा आधारित सह-उत्पादन संयंत्रों को समानान्तर परिचालन के लिये लागू होने वाली याचिका के आधार पर, आयोग समय-समय पर "समानान्तर परिचालन प्रभार" नियत कर सकता है।

बशर्ते कि जहां अक्षय उर्जा आधारित कैप्टिव विद्युत संयंत्र भिन्न स्थान पर स्थित है और उपभोक्ता का अंशतः भार सीपीपी के स्थान पर जुड़ा हुआ है और भिन्न स्थान पर स्थित कैप्टिव विद्युत संयंत्र से खुला अभिगम के माध्यम से भार का अंश प्राप्त करता है, अंशतः भार पर जो कि अक्षय उर्जा आधारित के साथ सह-स्थित है, समानान्तर परिचालन प्रभार लागू

होंगे।

उदाहरण: यदि एक उद्योग के पास स्थान 'अ' पर 10000 किवा कैप्टिव उर्जा संयंत्र है और स्थान 'अ' पर सह-स्थित औद्योगिक भार पर 3000 किवा (अंश भार) का पोषण करता है और स्थान 'ब' पर उद्योग को 7000 किवा की शेष विद्युत को पारेषित करता है तो 3000 किवा पर समानान्तर परिचालन प्रभार लागू होंगे।

## भाग -XVI

### विविध

#### 95 इन विनियमों के प्रावधानों से विचलन

95.1 आयोग इन विनियमों में अन्तर्विष्ट किन्हीं भी प्रावधानों से, प्रकरण की परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुये स्व-प्रेरणा से विचलन कर सकता है।

बशर्ते कि ऐसे विचलन के लिये कारणों को लिखित में अभिलिखित किया जायेगा।

#### 96 संशोधन की शक्ति

96.1 आयोग, किसी भी समय इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को परिवर्तित, आशोधित या संशोधित कर सकता है।

#### 97 शिथिल करने की शक्ति

97.1 आयोग लिखित में अभिलिखित किये जाने वाले कारणों के लिये और शिथिलता प्रदान करने से प्रभावित होने वाले सम्भावित पक्षकारों को सुनवाई का अवसर देने के बाद स्वप्रेरणा या हितबद्ध व्यक्ति द्वारा किये गये आवेदन पर इन विनियमों के किसी उपबंधों को साधारण या विशेष आदेश द्वारा शिथिल कर सकेगा।

#### 98 कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

98.1 यदि इन विनियमों को प्रभाव देने में कोई भी कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग स्वप्रेरणा से या याचिका किये जाने पर सामान्य या विशिष्ट आदेश से, अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न होने वाले ऐसे प्रावधान, जो कठिनाई को दूर करने के लिये आवश्यक लगते हों, बना सकता है।

आयोग की आज्ञा से,  
सचिव  
परिशिष्ट-।

### संक्षेपण

सीओडी	:	वाणिज्यिक परिचालन तिथि
सीपीपी	:	कैप्टिव उर्जा संयंत्र
सीयूएफ	:	क्षमता उपयोग घटक
इएचवी	:	अतिरिक्त उच्च वोल्टेज
एफवाई	:	वित्तीय वर्ष

जीओआई	: भारत सरकार
जीओआर	: राजस्थान सरकार
आईइजीसी	: भारतीय विद्युत ग्रिड कोड
केवी	: किलो वोल्ट
केवीएआरएच	: किलो वोल्ट एम्पीयर अभिक्रियाशील घण्टा
केडब्ल्यूएच	: किलो वाट घण्टे
एमएनआरइ	: नवीन तथा नवीकरणीय उर्जा मंत्रालय
एमडब्ल्यू	: मेगा वाट
एनएलडीसी	: राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र
ओएण्डएम	: परिचालन एवं संधारण
पीएलएफ	: संयंत्र भार घटक
पीपीए	: विद्युत क्रय अनुबन्ध
आरडीएफ	: रिफ्यूज्ड डिवाइवड फ्यूल
आरई	: अक्षय उर्जा
आरईआरसी	: राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग
आरपीओ	: अक्षय क्रय बाध्यता
आरआरईसीएल	: राजस्थान अक्षय उर्जा निगम लिमिटेड
आरवीपीएन	: राजस्थान राज्य विद्युत प्रसारण निगम लिमिटेड
आरएण्डएम	: मरम्मत एवं संधारण
एसएलडीसी	: राज्य भार प्रेषण केन्द्र

प्रपत्र-1.1: (पवन/लघु हाइड्रो/सौर पीवी/सौर तापीय/अक्षय उर्जा हाइब्रिड/भंडारण सहित अक्षय उर्जा) के लिये प्रपत्र का नमूना

क्र.सं	पूर्वानुमान शीर्ष	उप शीर्ष	उप शीर्ष (2)	इकाई	पैरामीटर
1	विद्युत उत्पादन	क्षमता	संस्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता	मेगा वाट	
			क्षमता उपयोग घटक (सीयूएफ)	%	
			सहायक उपभोग	%	
			वाणिज्यिक परिचालन तिथि (सीओडी)	दिन/माह/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूँजी लागत	मानकीय पूँजी लागत	करोड रु./मेगा वाट	
			पूँजी लागत	करोड रु.	

			पूँजी सहायकी, यदि कोई हो	करोड रु.	
			शुद्ध पूँजी लागत	करोड रु.	
3	वित्तीय धारणा	ऋण साम्या	टेरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			साम्या	%	
		ऋण के घटक	कुल ऋण राशि	करोड रु.	
			कुल साम्या राशि	करोड रु.	
			ऋण राशि	करोड रु.	
			ऋण-स्थगन अवधि	वर्ष	
			पुनर्भुगतान अवधि (ऋण-स्थगन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		साम्या के घटक	साम्या राशि	करोड रु.	
			प्रथम 20वर्षों के लिये साम्या पर प्रतिफल	% प्रति वर्ष	
			20वर्षों के पश्चात् साम्या पर प्रतिफल	% प्रति वर्ष	
			छूट की दर	%	
		मूल्य हास	प्रथम 15वर्षों के लिये मूल्य हास दर	%	
			16वें वर्ष एवं आगे के लिये मूल्य हास दर	%	
		प्रोत्साहन राशि	जीबीआइ, यदि कोई हो	करोड रु.	
			जीबीआइ के लिये अवधि	वर्ष	
4	परिचालन एवं संधारण व्यय	मानकीय परिचालन एवं संधारण		लाख रु./मेगा वाट	
		प्रति वर्ष परिचालन एवं संधारण		करोड रु.	
		वृद्धिकरण कारक		%	
5	कार्यशील पूँजी	परिचालन एवं		माह	

		संधारण व्यय			
		संधारण स्पेयर्स	प.एवंसं. व्ययों का %	%	
		प्राप्य		माह	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		% प्रति वर्ष	

प्रपत्र-1.2: (बॉयोमॉस/एमएसडब्ल्यू/आरडीएफ) के लिये प्रपत्र का नमूना

क्र.सं	पूर्वानुमान शीर्ष	उप शीर्ष	उप शीर्ष (2)	इकाई	पैरामीटर
1	विद्युत उत्पादन	क्षमता	संस्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			सहायक उपभोग	%	
			पीएलएफ(प्रथम वर्ष)	%	
			पीएलएफ(द्वितीय वर्ष)	%	
			वाणिज्यिक परिचालन तिथि	दिन/माह/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूंजी लागत/मेगा वाट	मानकीय पूंजी लागत	करोड रु./मेगा वाट	
			पूंजी लागत	करोड रु.	
			पूंजी सहायकी, यदि कोई हो	करोड रु.	
			शुद्ध पूंजी लागत	करोड रु.	
3	वित्तीय धारणा	ऋण साम्या	टेरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			साम्या	%	
		ऋण के घटक	कुल ऋण राशि	करोड रु.	
			कुल साम्या राशि	करोड रु.	
			ऋण राशि	करोड रु.	
			ऋण-स्थगन अवधि	वर्ष	
			पुनर्भुगतान अवधि (ऋण-स्थगन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		साम्या के घटक	साम्या राशि	करोड रु.	



			प्रथम 20वर्षों के लिये साम्या पर प्रतिफल	% प्रति वर्ष	
			20वर्षों के पश्चात् साम्या पर प्रतिफल	% प्रति वर्ष	
			छूट की दर	%	
		मूल्य हास	प्रथम 15वर्षों के लिये मूल्य हास दर	%	
			16वें वर्ष एवं आगे के लिये मूल्य हास दर	%	
		प्रोत्साहन राशि	जीबीआइ, यदि कोई हो	करोड रु.	
			जीबीआइ के लिये अवधि	वर्ष	
4	परिचालन एवं संधारण व्यय	मानकीय परिचालन एवं संधारण		लाख रु./मेगा वाट	
		प्रति वर्ष परिचालन एवं संधारण		करोड रु.	
		वृद्धिकरण कारक		%	
5	कार्यशील पूंजी	परिचालन एवं संधारण व्यय		माह	
		संधारण स्पेयर्स	प.एवंसं. व्ययों का %	%	
		प्राप्य		माह	
		ईंधन लागत		माह	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		%	
6	ईंधन सम्बन्धित धारणायें	केन्द्र ताप दर	प्रथम वर्ष के दौरान	किकै/किवाघं	
			द्वितीय वर्ष एवं आगे	किकै/किवाघं	
		ईंधन का प्रकार एवं मिश्रण	बॉयोमॉस ईंधन प्रकार-1	%	
			बॉयोमॉस ईंधन प्रकार-2	%	
			नगरपालिका ठोस	%	

[illegible]

[illegible]

ब्याज														
प्रति यूनिट कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रू./किवाघं													
प्रति यूनिट साम्या पर प्रतिफल	रू./किवाघं													
प्रति यूनिट टैरिफ घटक	रू./किवाघं													
<b>प्रति यूनिट टैरिफ घटक</b>	<b>इकाई</b>	<b>वर्ष- 13</b>	<b>वर्ष- 14</b>	<b>वर्ष- 15</b>	<b>वर्ष- 16</b>	<b>वर्ष- 17</b>	<b>वर्ष- 18</b>	<b>वर्ष- 19</b>	<b>वर्ष- 20</b>	<b>वर्ष- 21</b>	<b>वर्ष- 22</b>	<b>वर्ष- 23</b>	<b>वर्ष- 24</b>	<b>वर्ष- 25</b>
प्रति यूनिट प. एवं सं. व्यय	रू./किवाघं													
प्रति यूनिट मूल्य हास	रू./किवाघं													
प्रति यूनिट अवधि ऋण पर ब्याज	रू./किवाघं													
प्रति यूनिट कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रू./किवाघं													
प्रति यूनिट साम्या पर प्रतिफल	रू./किवाघं													
प्रति यूनिट टैरिफ घटक	रू./किवाघं													
<b>स्तरीकृत टैरिफ</b>	<b>इकाई</b>	<b>वर्ष- 1</b>	<b>वर्ष- 2</b>	<b>वर्ष- 3</b>	<b>वर्ष- 4</b>	<b>वर्ष- 5</b>	<b>वर्ष- 6</b>	<b>वर्ष- 7</b>	<b>वर्ष- 8</b>	<b>वर्ष- 9</b>	<b>वर्ष- 10</b>	<b>वर्ष- 11</b>	<b>वर्ष- 12</b>	
छूट के कारक														
रियायती टैरिफ घटक	रू./किवाघं													
स्तरीकृत टैरिफ	रू./किवाघं													
<b>स्तरीकृत टैरिफ</b>	<b>इकाई</b>	<b>वर्ष- 13</b>	<b>वर्ष- 14</b>	<b>वर्ष- 15</b>	<b>वर्ष- 16</b>	<b>वर्ष- 17</b>	<b>वर्ष- 18</b>	<b>वर्ष- 19</b>	<b>वर्ष- 20</b>	<b>वर्ष- 21</b>	<b>वर्ष- 22</b>	<b>वर्ष- 23</b>	<b>वर्ष- 24</b>	<b>वर्ष- 25</b>





[illegible]

[illegible]



प्रपत्र-2.3: (लघु जल विद्युतपरियोजनाओं) के लिये प्रपत्र का नमूना:टैरिफ घटकों का निर्धारण																					
उत्पादन इकाईयां	इकाई	वर्ष - 1	वर्ष -2	वर्ष- 3	वर्ष -4	वर्ष -5	वर्ष -6	वर्ष -7	वर्ष- 8	वर्ष -9	वर्ष - 10	वर्ष - 11	वर्ष- 1	वर्ष- 1	वर्ष- 14	वर्ष- 1	वर्ष- 16	वर्ष -17	वर्ष- 18	वर्ष- 19	वर्ष- 20
स्थापित क्षमता	मेगा वाट																				
शुद्ध उत्पादन	मिलियन यूनिट																				
उत्पादन इकाईयां	इकाई	वर्ष - 21	वर्ष - 22	वर्ष- 23	वर्ष - 24	वर्ष - 25	वर्ष - 26	वर्ष - 27	वर्ष- 28	वर्ष - 29	वर्ष - 30	वर्ष - 31	वर्ष- 32	वर्ष- 33	वर्ष- 34	वर्ष- 35	वर्ष- 36	वर्ष -37	वर्ष- 38	वर्ष- 39	वर्ष- 40
स्थापित क्षमता	मेगा वाट																				
शुद्ध उत्पादन	मिलियन यूनिट																				
टैरिफ घटक (स्थिर प्रभार)	इकाई	वर्ष - 1	वर्ष -2	वर्ष- 3	वर्ष -4	वर्ष -5	वर्ष -6	वर्ष -7	वर्ष- 8	वर्ष -9	वर्ष - 10	वर्ष - 11	वर्ष- 12	वर्ष- 13	वर्ष- 14	वर्ष- 15	वर्ष- 16	वर्ष -17	वर्ष- 18	वर्ष- 19	वर्ष- 20
प. एवं सं. व्यय	लाख रु.																				
मूल्य हास	लाख रु.																				
अवधि ऋण पर ब्याज	लाख रु.																				
कार्यशील पूंजी पर ब्याज	लाख रु.																				
साम्या पर प्रतिफल	लाख रु.																				
कुल स्थिर लागत	लाख रु.																				
टैरिफ घटक (स्थिर प्रभार)	इकाई	वर्ष - 21	वर्ष - 22	वर्ष- 23	वर्ष - 24	वर्ष - 25	वर्ष - 26	वर्ष - 27	वर्ष- 28	वर्ष - 29	वर्ष - 30	वर्ष - 31	वर्ष- 32	वर्ष- 33	वर्ष- 34	वर्ष- 35	वर्ष- 36	वर्ष -37	वर्ष- 38	वर्ष- 39	वर्ष- 40
प. एवं सं. व्यय	लाख रु.																				
मूल्य हास	लाख रु.																				
अवधि ऋण पर ब्याज	लाख रु.																				
कार्यशील पूंजी पर ब्याज	लाख रु.																				
साम्या पर प्रतिफल	लाख रु.																				
कुल स्थिर लागत	लाख रु.																				
प्रति युनिट	इकाई	वर्ष - 2	वर्ष -2	वर्ष- 3	वर्ष -4	वर्ष -5	वर्ष -6	वर्ष -7	वर्ष- 8	वर्ष -9	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष- 1	वर्ष- 1	वर्ष- 14	वर्ष- 1	वर्ष- 16	वर्ष -17	वर्ष- 18	वर्ष- 19	वर्ष- 20

टैरिफ घटक		- 1									10	11	1 2	1 3		1 5				19	
प्रति यूनिट प. एवं सं. व्यय	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट मूल्य हास	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट अवधि ऋण पर ब्याज	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट साम्य्या पर प्रतिफल	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट टैरिफ घटक	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट टैरिफ घटक	इकाई	व र्ष - 2 1	वर्ष - 22	वर्ष- 23	वर्ष - 24	वर्ष - 25	वर्ष - 26	वर्ष - 27	वर्ष- 28	वर्ष - 29	वर्ष - 30	वर्ष - 31	व र्ष- 3 2	व र्ष- 3 3	वर्ष- 34	व र्ष- 3 5	वर्ष- 36	वर्ष -37	वर्ष- 38	व र्ष- 39	वर्ष- 40
प्रति यूनिट प. एवं सं. व्यय	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट मूल्य हास	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट अवधि ऋण पर ब्याज	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट साम्य्या पर प्रतिफल	रू./किवाघं																				
प्रति यूनिट टैरिफ घटक	रू./किवाघं																				
स्तरीकृत टैरिफ	इकाई	व र्ष -2	वर्ष -3	वर्ष- 4	वर्ष -5	वर्ष -6	वर्ष -7	वर्ष- 8	वर्ष -9	वर्ष -	वर्ष -	व र्ष- 14	व र्ष- 16	वर्ष -17	वर्ष- 18	व र्ष- 20					

[illegible]

## Rajasthan Electricity Regulatory Commission

### NOTIFICATION

**Jaipur, November 02, 2020**

**No. RERC/Secy/Regulation 138** .-In exercise of the powers conferred under Section 61 and Section 62 read with Section 86 and Section 181 of the Electricity Act, 2003 (No. 36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Rajasthan Electricity Regulatory Commission, after previous publication, hereby makes the following Regulations, namely:

### Part - I

#### Preliminary

#### 1 Short title, Extent and commencement

- 1.1 These Regulations may be called as 'Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2020'.
- 1.2 These Regulations shall extend to the whole of the State of Rajasthan. These Regulations shall be applicable for determination of tariff in cases covered under these Regulations from April 1, 2020 and onwards up to March 31, 2024:  
Provided that for all purposes including tariff determination and review matters pertaining to the period till FY 2019-20, the issues related to determination of tariff shall be governed by the RERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2004 or RERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2009 or RERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff for Renewable Energy Sources – Wind and Solar Energy) Regulations, 2014 or RERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff for Renewable Energy Sources – Biomass, Biogas and Biomass Gasifier Energy) Regulations, 2015, including amendments thereto, as the case may be.
- 1.3 These Regulations shall come into force from 1.4.2020.

#### 2 Definitions

- 2.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires:

- (a) “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;
- (b) “**Auxiliary Energy Consumption**” means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station and transformer losses within the generating station, and shall be expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the Units of the generating station;
- (c) “**Base Rate**” means the one-year Marginal Cost of Funds-based Lending Rate (‘MCLR’) as declared by the State Bank of India from time to time;
- (d) “**Biomass**” means wastes produced during agricultural and forestry operations (for example straws and stalks) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (e.g., husks, shells, de-oiled cakes, etc.); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds; and the wood waste produced in some industrial operations;
- (e) “**Biomass Gasification**” means a process of incomplete combustion of biomass resulting in production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon Monoxide (CO), Hydrogen (H<sub>2</sub>) and traces of Methane (CH<sub>4</sub>), which is called producer gas;
- (f) “**Biogas**” means a gas created when organic matter like crop residues, sewage, agro/bio-industrial effluent and manure breaks down in an oxygen-free environment (ferments);
- (g) “**COD**” or “Date of Commercial Operation” shall mean the date on which the

generating plant is synchronized with the grid system;

- (h) **“CERC”** means the Central Electricity Regulatory Commission;
- (i) **“Commission”** means the Rajasthan Electricity Regulatory Commission;
- (j) **“Control Period”** means a period during which the norms for determination of tariff specified in these Regulations shall remain valid;
- (k) **“Existing Generating Station”** means a generating station, which has achieved COD prior to the coming into effect of these Regulations;
- (l) **“Extended Period”** means the tariff period of a Renewable Energy Power Plant after the expiry of Power Purchase Agreement;
- (m) **“Financial Year”** means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (n) **“Floating Solar PV project”** or **“FPV”** means a solar PV power project where the arrays of photovoltaic panels on a structure of the project float on top of a body of water, such as artificial basin or lake, with the help of floater, anchoring and mooring system;
- (o) **“Generation Tariff”** means tariff for ex- bus supply of electricity from a generating station;
- (p) **“Gross Calorific Value”** in relation to a generating station means the heat produced in kilo-calories by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- (q) **“Gross Station Heat Rate”** means the heat energy input in kilo-calories required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals;
- (r) **“Inter-connection Point”** means a point at EHV substation of transmission licensee or HV sub-station of distribution licensee, as the case may be, where the electricity produced from the RE generating station is injected into the Rajasthan Grid;
- (s) **“MNRE”** means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
- (t) **“Municipal solid waste”** or **“MSW”** means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified areas in either solid or semi-solid form excluding industrial hazardous wastes, but includes treated bio-medical wastes;
- (u) **“New Generating Station”** means a generating station with a COD after coming into effect of these Regulations;
- (v) **“Non fossil fuel based co-generation plant”** means a generating station that uses the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) are produced in a sequential manner by use of biomass;
- (w) **“Operation and Maintenance Expenses”** or **“O&M Expenses”** means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and other overheads;
- (x) **“Pumped storage hydro project”** means a hydro power project which generates power through water stored as potential energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;
- (y) **“Refuse derived fuel”** or **“RDF”** means segregated combustible fraction of solid waste other than chlorinated plastics in the form of pellets or fluff produced by drying, de-stoning, shredding, dehydrating, and compacting combustible components of solid waste that can be used as fuel;
- (z) **“Renewable Energy”** or **“RE”** means the energy generated from Renewable Energy Sources;

- (aa) **“Renewable Energy Power Plants”** means the power plants other than the conventional power plants generating electricity from Renewable Energy Sources;
- (bb) **“Renewable Energy Sources”** means renewable source of energy such as water, wind, sunlight, biomass, bagasse, municipal solid waste and other such sources as approved by the MNRE;
- (cc) **“Renewable energy with storage project”** means a combination of renewable energy project with storage or a combination of renewable hybrid energy project with storage having a single point of injection or maximum two points of injection into the grid;
- (dd) **“Renewable Hybrid Energy Project”** means a renewable energy project that produces electricity from a combination of renewable energy sources having a single point of injection or maximum two points of injection into the grid;
- (ee) **“Re-powering”** means the process of replacing older wind turbines with newer ones that have either a higher name-plate capacity or higher CUF, which results in a net increase in power generated from the same site;
- (ff) **“RRECL”** means Rajasthan Renewable Energy Corporation Limited (RRECL), working as a State Nodal Agency for promoting & developing Non-conventional Energy Sources in the State;
- (gg) **“Small Hydro Projects”** means Hydro Power projects with an installed capacity up to and including 25 MW or as defined by the Government of India, from time to time at a single location;
- (hh) **“Solar PV power project”** means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology and is based on technologies such as crystalline silicon or thin film or any other technology as approved by MNRE;
- (ii) **“Solar Thermal power project”** means the Solar Thermal power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle;
- (jj) **“State Load Despatch Centre”** or “SLDC” means the centre established by the State Government for the purpose of exercising the powers and discharging the functions under Section 31 of the Act;
- (kk) **“Storage”** means energy storage system utilizing methods and technologies like, Solid State Batteries, Flow Batteries, Pumped Storage, Compressed Air, fuel cells, hydrogen storage, or any other technology, to store various forms of energy and to deliver the stored energy in the form of electricity;
- (ll) **“Tariff Period”** means the period for which tariff is to be determined by the Commission on the basis of principles and norms specified under these Regulations;
- (mm) **“Useful Life”** in relation to a Unit of a generating station shall mean the following duration from the date of commercial operation (COD) of such generation facility, namely:
- |     |  |          |
|-----|--|----------|
| (a) | Wind energy power project  | 25 years |
| (b) | Biomass power project with Rankine cycle technology                            | 25 years |
| (c) | Non-fossil fuel cogeneration project   | 25 years |
| (d) | Small Hydro Plant  | 40 years |
| (e) | Municipal Solid Waste (MSW)/ and Refuse Derived Fuel (RDF) based Power project | 25 years |
| (f) | Solar PV/ Floating Solar PV / and  |          |

	Solar thermal power project	25 years
(g)	Biomass Gasifier based power project	25years
(h)	Biogas based power project	25years
(i)	Renewable hybrid energy project	Minimum of the Useful Life
		of different Renewable Energy technologies combined for Renewable Hybrid Energy Project for Composite Tariff as specified in Regulation 82
(j)	Renewable energy with storage project	Same as Useful Life of project assuming that there is no storage

(nn) **“Wheeling”** means the operation whereby the distribution system and associated facilities of a transmission licensee or distribution licensee, as the case may be, are used by another person for the conveyance of electricity on payment of charges to be determined under Section 62 of the Act;

(oo) **“Year”** means a financial year.

Abbreviations used in these Regulations shall have the meaning as stated in **Annexure-I**.

2.2 The words and expressions used in these Regulations and not defined herein, but defined in the Act or any other Regulations of the Commission, shall have the meaning assigned to them under the Act or any other Regulation of the Commission.

### 3 Scope of Regulation and extent of application

3.1 These Regulations shall apply to those new generating station(s) or unit based on renewable energy sources, which fulfil the following criteria:

- are commissioned in the State of Rajasthan for generation and sale of electricity to Distribution Licensee(s) in the State during the Control Period;
- are Eligible projects as per eligibility criteria specified in Regulation 4 of these Regulations;
- whose tariff is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 86 of the Act:

3.2 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall adopt the tariff, if such tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government, as envisaged under Section 63 of the Act.

3.3 The tariff and other terms and conditions applicable to existing RE projects supplying power to Distribution Licensee(s) shall be governed by the provisions of the applicable Regulations or Tariff Orders issued by the Commission from time to time.

3.4 The terms and conditions other than related to tariff determination as specified in these Regulations shall also be applicable for Renewable Energy based captive power plants (both co-located and supplying power under open access), Renewable Energy plants supplying power to third party under Open Access and Renewable Energy plants installed behind the meter from the date of notification of these Regulations.

### 4 Eligibility Criteria

- Wind power project – The project that uses new wind turbine generators and is located at sites, on-shore or off-shore, approved by RRECL or State Government.

- b) Solar PV power project, floating solar PV project and Solar thermal power plant – The project is based on technologies approved by MNRE:

Provided that floating solar project installed with existing renewable energy project other than ground mounted Solar PV project shall be treated as renewable hybrid energy project.

- c) Biomass power project based on Rankine Cycle Technology – The Biomass power project using new plant and machinery and having grid connected system that uses Rankine Cycle technology and using biomass fuel sources.
- d) Biogas based power project- The project shall qualify to be termed as a Biogas based power project, if it is using new plant and machinery and having grid connected system that uses 100% biogas fired engine or producer gas turbines, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio waste as approved by MNRE.
- e) Biomass Gasifier based power project - The project shall qualify to be termed as a Biomass Gasifier based power project, if it is using new plant and machinery having a grid connected system that uses 100% producer gas engine or turbine, coupled with Gasifier technologies approved by MNRE.
- f) Non-fossil fuel-based co-generation project – The project that uses new plant and machinery, and is based on topping cycle mode of co-generation;  
Topping cycle mode of co-generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for the power generation and also utilizes the thermal energy generated for useful heat applications in other industrial activities simultaneously:

Provided that for the co-generation facility to qualify under topping cycle mode, the sum of useful power output and one half the useful thermal output be greater than 45% of the facility's energy consumption, during crushing season.

Explanation- For the purposes of this clause,

- a) 'Useful power output' is the gross electrical output from the generator. There will be an auxiliary consumption in the cogeneration plant itself (e.g. the boiler feed pump and the FD/ID fans). In order to compute the net power output, it would be necessary to subtract the auxiliary consumption from the gross output. For simplicity of calculation, the useful power output is defined as the gross electricity (kWh) output from the generator.
  - b) 'Useful Thermal Output' is the useful heat (steam) that is provided to the process by the cogeneration facility.
  - c) 'Energy Consumption' of the facility is the useful energy input that is supplied by the fuel (normally bagasse or other such biomass).
  - d) 'Topping Cycle' means a co-generation process in which thermal energy produces electricity followed by useful heat application.
- g) Renewable Hybrid Energy Project – The rated capacity of generation from one renewable energy source is at least 25% of the rated capacity of generation from other renewable energy source(s), having a single point of injection or maximum two points



- of injection into the grid;
- h) Small Hydro Project – The project that uses new plant and machinery and is located at sites approved by RRECL or State Government.
  - i) Municipal Solid Waste based Power Projects – The project uses new plant and machinery based on Rankine cycle technology and uses municipal solid waste as fuel.
  - j) Refuse derived fuel-based power projects – The project uses new plant and machinery based on Rankine cycle technology and uses refuse derived fuel as fuel.
  - k) Renewable energy with storage project – The renewable energy project including renewable hybrid energy project that uses, partly or fully, renewable energy generated from such project to store energy into storage facility having a single point of injection or maximum two points of injection into the grid.
  - l) Renewable Energy Project during extended period- The project shall qualify to be termed as Renewable Energy Project during extended period, when its Power Purchase Agreement has expired but the Useful Life as defined in Regulation 2.1(mm) is not completed and the Distribution Company(ies) has agreed to continue availing power from such project at its discretion considering the overall energy requirement, RPO targets and reasonableness of price for procurement of power from such projects (equivalent to the latest tariff discovered through competitive bidding).

## **Part -II**

### **General Principles**

#### **5 Control Period**

- 5.1 The Control Period under these Regulations shall be of four (4) financial years starting from April 1, 2020 till March 31, 2024:
- Provided that the tariff determined as per these Regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the Tariff Period as specified in Regulation 6 below:
- Provided further that the tariff norms specified in these Regulations shall continue to remain applicable until notification of the revised norms through subsequent re-enactment of these Regulations.

#### **6 Tariff Period**

- 6.1 The Tariff Period for Renewable Energy power projects will be same as their Useful Life as defined in Regulation 2.1 (mm).
- 6.2 The Tariff Period shall commence from the date of commercial operation of the Generating Station or Unit, as the case may be.

#### **7 Competitive Bidding for procurement of power generated by grid-connected RE Projects**

- 7.1 The tariff shall invariably be determined through a transparent process of competitive bidding in accordance with the Guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act, inter-alia for the following types of RE Projects:
- a) Wind power projects;
  - b) Solar PV power projects;
  - c) Solar Thermal power projects;
  - d) Renewable hybrid energy projects;
  - e) Renewable with Storage projects;
  - f) Repowering of Wind Power Projects
- 7.2 The Commission shall adopt the tariff for a RE Power Project where such tariff has been determined through a transparent process of competitive bidding in accordance with the Guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act: Provided that, in case the Competitive Bidding Guidelines for any particular technology are not issued by the Central Government, the Competitive Bidding Guidelines issued for the other technologies issued by the Central Government with suitable deviations approved by the Commission may be followed by Distribution Licensee for procurement of power through competitive bidding:

Provided further that for Renewable Energy projects below threshold limit of eligibility specified in Competitive Bidding Guidelines issued by the Central Government, the Competitive Bidding Guidelines issued for that particular technology with suitable deviations approved by the Commission may be followed by Distribution Licensee for procurement of power through competitive bidding:

Provided also that the Competitive Bidding for procurement of power from Re-powering of Wind Power Projects shall be carried out in accordance with the Competitive Bidding Guidelines issued by the Central Government, if any. In case the Competitive Bidding Guidelines for procurement of power from Re-powering of Wind Power Projects are not issued by the Central Government, the Distribution Licensee shall carry out the competitive bidding process in accordance with the State Government Policy after obtaining prior approval of bidding documents from the Commission.

## **8 Generic Tariff**

- 8.1 The generic tariff shall be determined by the Commission on annual basis in accordance with these Regulations for the following types of renewable energy projects:
- a) Biomass power project with Rankine cycle technology;
  - b) Biogas based power project; and
  - c) Biomass gasifier-based power project.

Provided that the generic tariff determined for the year, in which a RE project is commissioned, shall be applicable for such RE Projects of same type and shall remain valid for the tariff period.

## **9 Project Specific Tariff**

- 9.1 The Commission may determine project specific tariff, on case to case basis for the following types of new projects subject to compliance of Regulation 11.2 (e) and (f):
- a) Wind power projects (both on-shore and off-shore);
  - b) Solar PV power projects and solar thermal power projects;
  - c) Biomass Gasifier based projects; if a project developer opts for project specific

- tariff;
  - d) Biogas based projects; if a project developer opts for project specific tariff;
  - e) Small Hydro projects;
  - f) Non-fossil fuel-based co-generation project;
  - g) Floating Solar PV Projects;
  - h) Municipal Solid Waste and Refuse Derived Fuel based projects with Rankine cycle technology;
  - i) Renewable hybrid energy projects;
  - j) Renewable Energy with Storage projects;
  - k) Any other new renewable energy technologies approved by MNRE.
- 9.2 Financial norms and operational norms, except Capital cost, specified in these Regulations, shall be the ceiling norms while determining such project-specific tariff.

## **10 Procurement of Power from Renewable Energy Projects during Extended Period**

- 10.1 The Distribution Licensee(s) at their own discretion may procure power from Renewable Energy Projects during extended period considering the following aspects:
- a) Overall Energy Requirement and Energy Availability from various sources;
  - b) To meet the RPO targets for the year;
  - c) Tariff for procurement of power from such projects (equivalent to the latest tariff discovered through competitive bidding for relevant technology):

Provided that for any renewable energy technology, if the latest tariff discovered through competitive bidding is not available, the Commission will determine the tariff on case to case basis, only if the Distribution Licensee(s) is willing to procure power from such project during extended period.

- 10.2 For procurement of power from such projects, the Distribution Licensees may enter into an agreement with Renewable Energy Project Developer during extended period at mutually agreed terms, to be approved by the Commission.

## **11 Petition and proceedings for determination of tariff**

- 11.1 In case of Renewable Energy projects for which generic tariff has to be determined as per these Regulations, the Commission may determine such generic tariff on Suo-motu basis at the beginning of each year of the Control Period:

Provided that for first year of Control Period, i.e., from 1.4.2020 to 31.3.2021, the Generic Tariff Order shall be issued after notification of these Regulations.

- 11.2 A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as specified in applicable Regulations and shall be accompanied by:
- a) Information in forms 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 and 2.3 as the case may be, and as appended in these Regulations;
  - b) Detailed project report outlining technical and operational details, site specific aspects, premise for capital cost and financing plan, details of installation, manufacturer's/supplier's guaranteed and other technical particulars, recommended O&M practices and public safety requirements, etc.
  - c) A statement of all applicable terms and conditions and expected expenditure for the period for which tariff is to be determined.

- d) A statement containing full details of calculation of any subsidy and incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government. This statement shall also include the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive.
- e) Consent from Distribution Licensee or beneficiary for procurement of power from Renewable Energy Project at tariff approved by the Commission, in the form of Initialled Power Purchase Agreement:

Provided that the consent from Distribution Licensee shall also include the following:

- i) Status of compliance of RPO Obligation by Distribution Licensee
  - ii) Impact of Project Specific Tariff on Distribution Licensee's overall power purchase cost
  - f) Following documents in case of petition for determination of project specific tariff by renewable energy projects, where tariff from such renewable energy sources is generally determined through competitive bidding process in accordance with provisions of Section 63 of the Act:
    - i) Rationale for opting project specific tariff instead of competitive bidding
    - ii) Competitiveness of the proposed tariff vis-à-vis tariff discovered through Competitive Bidding/tariff prevalent in the market.
  - g) Any other information that the Commission requires the petitioner to submit.
- 11.3 The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the RERC (Transaction of Business) Regulations, 2005 as amended from time to time.

## **12 Tariff Structure**

- 12.1 The tariff for renewable energy technologies shall be single part tariff consisting of the following fixed cost components:

- a) Return on equity;
- b) Interest on loan capital;
- c) Depreciation;
- d) Interest on working capital; and
- e) Operation and Maintenance expenses:

Provided that for renewable energy projects having fuel cost component, like biomass based power projects based on Rankine cycle technology, biomass gasifier based power projects, biogas based power projects, non-fossil fuel based co- generation projects and refuse derived fuel based power projects, single part tariff with two components, fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

## **13 Tariff Design**

- 13.1 The generic tariff shall be determined, on levlised basis, considering the year of commissioning of the power project, for the tariff period of the project:

Provided that for renewable energy projects having single part tariff with two components, fixed cost component shall be determined on levlised basis considering

the year of commissioning of the project, while fuel cost component shall be determined on year of operation basis in the Tariff Order to be issued by the Commission.

- 13.2 For the purpose of levellised tariff computation, the discount factor equivalent to post tax weighted average cost of capital shall be considered.
- 13.3 The above principles shall also apply for project specific tariff determination.

#### **14 Despatch principles for electricity generated from Renewable Energy Sources:**

- 14.1 Wind, Solar, Small Hydro, Wind Solar Hybrid plants and Municipal Solid Waste based plants shall be treated as 'MUST – RUN' powerplants and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.
- 14.2 The despatch principles for electricity generated from wind and solar energy plants shall be as per the provisions of the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010, as amended from time to time, except where specific provisions have been made under the Rajasthan Electricity Regulatory Commission(Rajasthan Electricity Grid Code) Regulation, 2008 and RERC (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement and Related Matters of Solar and Wind Generation Sources)Regulations, 2017 and amendments thereto.
- 14.3 The despatch principles for electricity generated from other renewable energy plants shall be as per the provisions of the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010, as amended from time to time, except where specific provisions have been made under the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Rajasthan Electricity Grid Code) Regulation, 2008 and amendments thereto.
- 14.4 Biomass, Biogas and Biomass Gasifier based power plants with installed capacity of 15MW and above, commissioned after notification of these Regulations, shall not be treated as 'Must Run' power plants and shall be subjected to 'Merit Order Despatch' principles.
- 14.5 All Biomass, Biogas and Biomass Gasifier based power plants commissioned before notification of these Regulations, shall be treated as 'Must Run' power plants and shall not be subjected to 'Merit Order Despatch' principles.

### **Part -III**

#### **Financial principles for computing costs and return**

#### **15 Capital Cost**

- 15.1 The normative Capital Cost shall be as specified in the subsequent technology specific chapters:  
Provided that for project specific tariff determination the generating company shall submit the break-up of capital cost items along with its petitions in the manner specified under Regulation 11.

#### **16 Debt Equity Ratio**

- 16.1 For determination of generic tariff and project specific tariff, the debt equity ratio shall be 70:30:  
Provided that, for project specific tariff, where the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided further that for project specific tariff, where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

Provided also that the equity invested in foreign currency, if any, shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:

Provided also that debt equity ratio shall be considered after deducting the amount of grant or capital subsidy received for the project for arriving at the amount of debt and equity.

Explanation- The premium, if any, raised by the Generating Company, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserves, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the Renewable Energy project.

## **17 Loan and Finance Charges**

### **17.1 Loan Tenure**

17.1.1 For the purpose of determination of generic tariff and project specific tariff, loan tenure of 15 years shall be considered.

### **17.2 Interest Rate**

- a) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 16 shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan. The normative loan outstanding as on April 1st of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to March 31st of previous year from the gross normative loan.
- b) For the purpose of computation of tariff, normative interest rate of two hundred (200) basis points above Base Rate prevalent during the last available six months shall be considered.
- c) Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company or project developer, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

## **18 Depreciation**

- 18.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost determined by the Commission (for generic tariff) or the capital cost admitted by the Commission (for project specific tariff), as the case may be.
- 18.2 The Salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the Capital Cost of the asset.
- 18.3 Depreciation rate of 4.67% per annum for first 15 years and remaining depreciation shall be spread over the remaining useful life of the project considering the salvage value of the project as 10% of the project cost shall be considered.
- 18.4 Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation:  
Provided that, in case of determination of project specific tariff, if commercial operation of the asset is for part of the year, depreciation shall be computed on pro rata basis.

**19 Return on Equity**

19.1 The value base for the equity shall as determined under Regulation 16.

19.2 The normative Return on Equity shall be 14%. The normative Return on Equity shall be grossed up by the latest available notified Minimum Alternate Tax (MAT) rate for the entire Tariff Period.

**20 Interest on Working Capital**

20.1 The Working Capital requirement in respect of wind power projects, small hydro projects, solar PV power projects, floating solar PV projects, solar thermal power projects, and renewable energy with storage projects shall be computed in accordance with the following:

- a) Operation & Maintenance expenses for one month;
- b) Receivables equivalent to one and half (1.5) months of tariff for sale of electricity calculated on the normative Capacity Utilisation Factor (CUF);
- c) Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses.

20.2 The Working Capital requirement in respect of biomass power projects with Rankine cycle technology, biogas power projects, biomass gasifier-based power projects, non-fossil fuel-based co-generation projects, municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects shall be computed in accordance with the following clause:

- a) Fuel costs for four months equivalent to normative Plant Load Factor (PLF);
- b) Operation & Maintenance expenses for one month;
- c) Receivables equivalent to one and half (1.5) months of tariff for sale of electricity calculated at the normative PLF;
- d) Maintenance spare @ 20% of operation and maintenance expenses.

20.3 In case of renewable hybrid energy projects, the Working Capital requirement shall be sum of the Working Capital requirement determined as per norms applicable for renewable energy sources, in proportion to their rated capacity in the project.

20.4 Interest on Working Capital shall be at interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred (300) basis points above Base Rate prevalent during the last available six months for the determination of tariff.

**21 Operation and Maintenance Expenses**

21.1 Operation and maintenance expenses shall be determined for the Tariff Period based on the normative O&M expenses specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first Year of Control Period.

21.2 Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period (i.e. FY 2020-21) under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum over the Tariff Period.

**22 Rebate**

- 22.1 For payment of bills of the generating company effected through letter of credit or by cash/cheque or through electronic transfer within 5 working days of presentation of bills, a rebate of 1.5 % shall be allowed.

Explanation: In case of computation of '5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is official holiday, the 5<sup>th</sup> day for the purpose of Rebate shall be construed as the immediate succeeding working day (as per the official State Government's calendar, where the Office of the Authorised Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated).

- 22.2 If payments of bills of the generating company are made beyond 5 working days through Letter of Credit or by cash/cheque or through electronic transfer but within a period of 30 days of presentation of bills, a rebate of 1% shall be allowed.

### **23 Late payment surcharge**

- 23.1 In case the payment of bills of renewable energy tariff is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge equivalent to Base Rate as on 1st April of the respective year plus 400 basis points per annum on daily basis shall be levied by the Generating Company.

### **24 Subsidy or incentive by the Central / State Government**

- 24.1 The Commission shall take into consideration any incentive or subsidy offered by the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit if availed by the generating company, for the renewable energy power plants while determining the tariff under these Regulations:

Provided that the following principles shall be considered for ascertaining income tax benefit on account of accelerated or higher depreciation, if availed, for the purpose of tariff determination:

- a) Assessment of benefit shall be based on normative capital cost, accelerated or higher depreciation rate as per relevant provisions under Income Tax Act and corporate income tax rate.
- b) Capitalization of renewable energy projects during second half of the fiscal year.
- c) Per unit benefit shall be derived on levellised basis at discount factor determined as per Regulation 13 of these Regulations:

Provided further that in case the generating company is not claiming accelerated or higher depreciation benefit, the Power Purchase Agreement entered into with the generating company shall include an undertaking by the generating company that accelerated or higher depreciation benefit would not be availed for the project:

Provided also that if accelerated or higher depreciation benefit has been claimed despite submission of the undertaking, then distribution licensee shall be entitled to recover amount wrongly claimed along with penal charges @ 1.50 % per month calculated on daily basis.



- 24.2 Any grant, subsidy or incentives availed by renewable energy project, which is not considered at time of determination of tariff, shall be deducted by the beneficiary in subsequent bills after receipt of such grant, subsidy or incentive in suitable instalments or within such period as may be stipulated by the Commission.
- 24.3 In case the Central or State Government or their agencies provide any generation based incentive, which is specifically over and above the tariff, such incentive shall neither be taken into account while determining the tariff nor be deducted by the beneficiary in subsequent bills raised by the particular Renewable energy project.

#### **Part - IV**

#### **Technology specific parameters for Wind Power Project**

#### **25 Capital Cost**

- 25.1 The Commission shall determine only project specific capital cost considering the prevailing market trends.

#### **26 Capacity Utilisation Factor**

- 26.1 The minimum Capacity Utilisation Factor (CUF) for wind power plants for the purpose of determination of tariff shall be as follows:

<b>Sr.No.</b>	<b>Districts</b>	<b>CUF</b>
1	Jaisalmer, Jodhpur & Barmer	21%
2	Other Districts	20%

#### **27 Operation and Maintenance (O&M) Expenses**

- 27.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

#### **28 Tariff Determination in case of Re-powering of Wind Power Project**

- 28.1 In case of Re -powering of Wind Energy Project, the Tariff shall be governed by provisions of Regulation 7 subject to the following conditions:
- Any existing wind project that have completed at least 10 years in operation shall be considered for Re-powering.
  - In case of power being procured by Distribution Licensee through existing PPA, the energy generated corresponding to average of last three year's generation prior to re-powering would continue to be procured on the terms of PPA in-force and remaining additional generation may be purchased by Distribution Licensee at a tariff discovered through competitive bidding in the State at the time of commissioning of the re-powering project.

**Part -V****Technology specific parameters for Solar PV Power Project****29 Capital Cost**

29.1 The Commission shall determine only project specific capital cost considering the prevailing market trends.

**30 Capacity Utilisation Factor**

30.1 The minimum Capacity Utilisation Factor for the purpose of determination of tariff for Solar PV plants shall be 20%.

**31 Operation and Maintenance (O&M) Expenses**

31.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

**32 Auxiliary Consumption**

32.1 The maximum auxiliary consumption factor shall be 0.75%.

**Part -VI****Technology specific parameters for Solar Thermal Power Project****33 Capital Cost**

33.1 The Commission shall determine only project specific capital cost considering the prevailing market trends.

**34 Capacity Utilisation Factor**

34.1 The minimum Capacity Utilisation Factor for the purpose of determination of tariff for Solar Thermal power plants shall be 23%.

**35 Operation and Maintenance (O&M) Expenses**

35.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

**36 Auxiliary Consumption**

36.1 The maximum auxiliary consumption factor shall be 10%.

**Part -VII****Technology specific parameters for Biomass Power Plant based on Rankine Cycle****37 Capital Cost**

- 37.1 The normative Capital Cost for Biomass power plants shall be inclusive of land cost, pre-development expenses, all capital works including plant and machinery, civil works, erection and commissioning, financing and interest during construction etc., and evacuation infrastructure up to the interconnection point.
- 37.2 The normative Capital Cost for Biomass power plants for FY 2020-21 shall be Rs. 527.78 Lakh/MW with water cooled condenser and Rs. 561.98 Lakh/MW for Biomass power plants with air cooled condenser. The capital cost is inclusive of Rs. 15 Lakh/MW towards cost of transmission system upto the interconnection point and this Rs. 15 Lakh/MW also includes Rs. 2.5 Lakh/MW for grid connectivity charges payable to Transmission Licensee and Distribution Licensee as the case may be.
- 37.3 The capital cost as specified for FY 2020-21 of the Control Period will remain valid for the entire remaining duration of Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

**38 Plant Load Factor**

- 38.1 For the purpose of determination of tariff, the Plant Load Factor (PLF) shall be considered as 80%.

**39 Auxiliary Consumption**

- 39.1 The normative auxiliary consumption shall be as follows:
- a) For project using water- cooled condenser: 10%.
  - b) For project using air- cooled condenser: 12%.

**40 Station Heat Rate**

- 40.1 The normative Station Heat Rate shall be as follows:
- a) For project using travelling grate boilers: 4200 kcal/kWh.
  - b) For project using AFBC boilers: 4125 kcal/kWh

**41 Calorific Value**

- 41.1 The calorific value of the biomass fuel used for the purpose of determination of tariff shall be 3400 kcal/kg.

**42 Operation and Maintenance (O&M) Expenses**

- 42.1 The normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2020-21 shall be Rs. 46.46Lakh per MW for water cooled condenser and Rs.49.53 Lakh/MW for air cooled condenser
- 42.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum over the Tariff Period to compute the levellised tariff.

**43 Fuel Price**

- 43.1 Biomass fuel price shall be Rs. 2,958.25/MT for FY 2020-21. This price shall be subject to revision prospectively during the course of the year through a separate order based on recommendation of the State Level Committee constituted by the Commission consisting of representatives of Nodal Agency, State Government, Distribution Licensee and any other organisation as decided by the Commission. The Committee shall recommend biomass fuel price once in every two years based on the fuel study conducted by RRECL. The State Level Committee shall also recommend the annual escalation in the Biomass fuel price for the year immediately following the year for which the fuel price has been recommended by it based on the fuel study conducted by RRECL. Thereafter, the fuel cost including annual escalation would again be revisited by the Committee taking into account the prevailing market conditions, and the cycle would continue till the end of the Control Period:

Provided that the fuel cost arrived at as above shall be applicable to the Biomass power plants commissioned during the current Control Period (s) and also during the earlier Control Period FY 2009-15 and FY 2015-20.

**44 Use of fossil fuel or Solar Power**

- 44.1 For new biomass power projects based on Rankine cycle technology installed after notification of these Regulations, use of fossil fuels or solar power shall not be allowed.
- 44.2 For existing biomass power projects based on Rankine cycle technology installed prior to notification of these Regulations, use of fossil fuels to the extent of 15% in terms of gross calorific value on annual basis or solar power within the limit of 15% of total energy generation on annual basis, shall be allowed for the Useful Life of the project from the date of commercial operation. For example, if total generation from biomass based plant in a year is 100 MU, then maximum 15MU can be generated using fossil fuel or from solar power:

Provided that in case of usage of solar power, the project developer shall furnish to the RRECL and to the distribution licensee, the details of solar power generation and consumption for each month, along with the monthly energy bill.

**45 Monitoring Mechanism for use of fossil fuel**

- 45.1 In case of Biomass power projects based on Rankine cycle technology commissioned on or before 31.03.2020, the Project developer shall furnish to the RRECL and to the beneficiary, a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement duly certified by Chartered Accountant (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill. The statement shall cover details such as –

- a) Opening fuel stock quantity (in tonne),
- b) Receipt of fuel quantity (in tonne) at the power plant site,

- c) Quantity of fuel (in tonne) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) procured and consumed during the month for power generation purposes,
  - d) Closing fuel stock quantity (in tonne) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) available at the power plant site,
  - e) Cumulative quantity (in tonne) of each fuel type procured and consumed till the end of that month during the year,
  - f) Actual (gross and net) energy generation (denominated in units) during the month,
  - g) Cumulative actual (gross and net) energy generation (denominated in units) until the end of that month during the year.
- 45.2 Non-compliance with the condition of fossil fuel usage the project developer, during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such biomass based power project.

#### **46 Variable Charges**

- 46.1 The variable charges for the relevant year shall be determined as under:

$$VC = [\text{Station Heat Rate (SHR)/Gross Calorific Value (GCV)}] \times [1/(1 - \text{Aux Consum. Factor})] \times (P/1000)$$

P = Fuel price in Rs. per Metric Tonne applicable for the relevant year and as determined as per Regulation 43.

### **Part -VIII**

#### **Technology specific parameters for Biogas Power Plant**

#### **47 Capital Cost**

- 47.1 The normative Capital Cost for Biogas power plants shall be inclusive of land cost, pre-development expenses, all capital works including plant and machinery, civil works, erection and commissioning, financing and interest during construction etc., and evacuation infrastructure upto the inter-connection point.
- 47.2 The normative Capital Cost for Biogas power plants for FY 2020-21 shall be Rs. 1156.77 Lakh/MW. This capital is inclusive of evacuation of generated energy upto interconnection point and this capital cost also includes Rs.2.5Lakh/MW for grid connectivity charges payable to Transmission Licensee or Distribution Licensee as the case may be. After taking into account of capital subsidy, net project cost shall be Rs. 856.77 Lakh/MW for FY 2020-21.
- 47.3 The capital cost as specified for FY 2020-21 of the Control Period will remain valid for the entire remaining Control Period unless reviewed by the Commission.

#### **48 Plant Load Factor**

- 48.1 The Plant Load Factor (PLF) for determining the fixed charges shall be 90%.

#### **49 Auxiliary Consumption**

- 49.1 The auxiliary power consumption factor shall be 12%.

#### **50 Specific Fuel Consumption**

- 50.1 The specific fuel consumption shall be 3 kg of substrate mix per kWh.

#### **51 Operation and Maintenance (O&M) Expenses**

- 51.1 The normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2020-21 shall be Rs. 61.62 Lakh/MW.
- 51.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum over the Tariff Period to compute the levellised tariff.

**52 Fuel cost (Feed stock price)**

52.1 Feed stock price for the first year of the Control Period (i.e. FY 2020-21) shall be Rs 1273.06/MT (net of any cost recovery from digester effluent):

Provided that for the years beyond 2020-21 of the Control Period, the biogas price for FY 2020-21 will change in the same proportion of change in Biomass fuel price determined based on the recommendations of the State Level Committee constituted under Regulation 43 of these Regulations unless specifically reviewed by the Commission.

**53 Variable Charges**

53.1 The variable charges for Biogas based power projects shall be determined as under:

$$VC = [\text{specific fuel consumption (kg/Unit)}] \times [1/(1 - \text{Aux Consum. Factor})] \times (P/1000)$$

P = Fuel cost in Rs. per Metric Tonne.

**Part -IX****Technology Specific Parameters for Biomass Gasifier based Power Plants****54 Capital Cost**

54.1 The normative Capital Cost for Biomass Gasifier based power plants shall be inclusive of land cost, pre-development expenses, all capital works including plant and machinery, civil works, erection and commissioning, financing and interest during construction etc. and evacuation infrastructure up to the inter-connection point.

54.2 The normative Capital Cost for Biomass Gasifier based power plants for FY 2020-21 shall be Rs. 593.49 Lakh/MW. The capital cost is inclusive of evacuation of generated energy upto interconnection point and this capital cost also includes Rs. 2.5 Lakh/MW for grid connectivity charges payable to Transmission Licensee or Distribution Licensee as the case may be. After taking into account of capital subsidy, net project cost shall be Rs. 443.49 Lakh/MW for FY 2020-21.

54.3 The capital cost as specified for FY 2020-21 shall be the same for subsequent years of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

**55 Plant Load Factor**

55.1 The Plant Load Factor (PLF) for determining the fixed charges shall be 85%.

**56 Auxiliary Consumption**

56.1 The auxiliary power consumption factor shall be 10%.

**57 Specific Fuel Consumption**

57.1 The normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh.

**58 Operation and Maintenance (O&M) Expenses**

58.1 The normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2020-21 shall be Rs. 61.62 Lakh/MW.

58.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum over the Tariff Period to compute the levellised tariff.

**59 Fuel cost (Feed stock price)**

59.1 Feed stock price for the first year of the Control Period (i.e., FY 2020-21) shall be as per Regulation 43 of these Regulations.

**60 Variable Charges**

60.1 The variable charges for Biomass Gasifier based power plants shall be determined as under:

$$VC = [\text{specific fuel consumption (kg/Unit)}] \times [1/(1 - \text{Aux Consum. Factor})] \times (P/1000)$$

P = Fuel cost in Rs per Metric Tonne.

**Part -X**  
**Technology Specific Parameters for Small Hydro Projects**

**61 Capital Cost**

61.1 The normative capital cost for small hydro projects during first year of Control Period i.e. financial year 2020-21 shall be as follows:

Project Size	Capital Cost (Rs. lakh/ MW)
Below 5 MW	780
5 MW to 25 MW	900

61.2 The capital cost for small hydro projects as specified for first year of the Control Period shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

**62 Capacity Utilisation Factor**

62.1 Normative capacity utilisation factor for the small hydro projects shall be 30%.

Explanation: For the purpose of this Regulation, normative capacity utilisation factor is net of free power to the home State, if any.

**63 Auxiliary Consumption**

63.1 Normative auxiliary consumption for the small hydro projects shall be considered as 1.0%.

**64 Operation and Maintenance expenses**

64.1 The normative Operation and Maintenance expenses for small hydro projects during first year of Control Period, i.e., financial year 2020-21 shall be as follows:

Project Size	O&M Expenses (Rs. lakh/ MW)
Below 5 MW	33.66
5 MW to 25 MW	24.37

64.2 Normative O&M Expenses allowed at the commencement of the Control Period, i.e., financial year 2020-21 under these Regulations shall be escalated at the rate specified in Regulation 21 of these Regulations for Tariff Period.

**Part -XI**  
**Technology Specific Parameters for non-fossil fuel based co-generation projects**

**65 Capital Cost**

65.1 The normative capital cost for the non-fossil fuel based co-generation projects shall be Rs. 492 lakhs/MW for the first year of Control Period i.e. financial year 2020-21 and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

**66 Plant Load Factor**

66.1 The Plant Load Factor (PLF) for determining the fixed charges shall be 53%.

**67 Auxiliary Consumption**

67.1 The auxiliary consumption shall be considered as 8.5% for the computation of tariff.

**68 Station Heat Rate**

68.1 The Station Heat Rate of 3600 kcal/ kWh for power generation component alone shall be considered for computation of tariff for non-fossil fuel based co-generation projects.

## **69 Gross Calorific Value**

69.1 The gross calorific value for bagasse shall be considered as 2250 kcal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, gross calorific value as specified under Regulation 41 shall be applicable.

## **70 Fuel Cost**

70.1 The price of bagasse for first year of the Control Period, i.e., financial year 2020-21 shall be Rs. 2274 per MT and shall be escalated at the rate of 5% per annum to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period, unless specifically reviewed by Commission. For the purpose of determining levellised tariff, a normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable on bagasse prices.

70.2 For use of biomass other than bagasse in non-fossil fuel based co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 43 shall be applicable.

## **71 Operation and Maintenance expenses**

71.1 The normative O&M expenses during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2020-21, shall be Rs. 24.52 lakhs per MW and shall be escalated at the rate of 3.84% per annum for the Tariff Period.

## **Part -XII**

### **Technology Specific Parameters for municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects**

## **72 Capital Cost**

72.1 The Commission shall determine only project specific capital cost considering the prevailing market trends.

## **73 Plant Load Factor**

73.1 Plant load factor for determining tariff for municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects shall be:

Sl. No.	Plant Load Factor	MSW	RDF
a)	During Stabilisation Period	65%	65%
b)	During the remaining period of the first year (after stabilization period)	65%	65%
c)	2 <sup>nd</sup> year onwards	75%	80%

73.2 The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commercial operation of the project.

## **74 Auxiliary Consumption**

74.1 The auxiliary consumption for determination of tariff shall be considered as 15%.

## **75 Station Heat Rate**

75.1 The Station Heat Rate for determination of tariff shall be considered as 4200 kcal/kWh.

## **76 Operation and Maintenance Expenses**

76.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

## **77 Gross Calorific Value**



- 77.1 The gross calorific value of RDF for the purpose of determination of tariff shall be at 2500 kcal/kg.
- 77.2 The gross calorific value of MSW shall be determined by the Commission on a case to case basis while determining the project specific tariff.

## **78 Fuel Cost**

- 78.1 Price of refuse derived fuel during financial year 2020-21 shall be considered as Rs.2084 per MT and shall be escalated at the rate of 5% per annum to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period, unless specifically reviewed by Commission. For the purpose of determining levellised tariff, a normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable.
- 78.2 Fuel cost shall be considered as nil for municipal solid waste:  
Provided that the Commission may consider allowing transportation cost of such fuel while determining the project specific tariff:  
Provided further that the tipping fee/ Royalty received by the project shall be adjusted in the fuel price while working out the tariff:

Provided also that the grant/ capital subsidy received shall be adjusted in accordance with the provision of Regulation 24.

## **Part -XIII**

### **Technology Specific Parameters for Renewable Hybrid Energy Projects**

## **79 Capital Cost**

- 79.1 The capital cost shall be determined on project specific basis considering the prevailing market trends.

## **80 Capacity Utilisation Factor**

- 80.1 The Commission shall determine only project specific capacity utilisation factor in respect of renewable hybrid energy projects taking into consideration the proportion of rated capacity of each renewable energy source, as the case may be, and applicable capacity utilisation factor for such renewable energy source, as the case may be:  
Provided that the minimum capacity utilisation factor for renewable hybrid energy project shall be 30% when measured at the inter-connection point, where the energy is injected into the grid.

## **81 Operation and Maintenance expenses**

- 81.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

## **82 Tariff**

- 82.1 The tariff for a renewable hybrid energy project shall be a composite levellised tariff for the project as a whole by factoring in the tariff components upto the minimum of the useful life of the RE technologies combined for such RE hybrid Project:  
Provided that, in case any of the RE technologies combined for RE hybrid project is left with further useful life, the levellised tariff for remaining useful life of such RE technology shall be determined separately, by factoring in the tariff components for the remaining useful life.

**Part -XIV****Technology Specific Parameters for Renewable Energy with Storage project****83 Capital Cost**

83.1 The Commission shall determine only project specific capital cost for renewable energy with storage project considering the prevailing market trends.

**84 Rated Capacity of Energy Storage System (ESS)**

84.1 The minimum rated energy capacity of an Energy Storage System (ESS) shall be equal to 'X/2' MWh, where 'X' is the installed capacity of the Project in MW.

For example: In case, the installed capacity of a Project is 20 MW, then minimum energy rating of ESS installed shall be 10 MWh.

**85 Storage Efficiency**

85.1 The Commission shall approve the storage efficiency only for project specific tariff:

Provided that the minimum efficiency for storage based on technology of solid-state batteries shall be 80%:

Provided further that the minimum efficiency for storage based on technology of pumped storage shall be 75%:

85.2 Efficiency of storage component of renewable energy with storage project shall be measured as ratio of output energy received from storage and input energy supplied to the storage component of such project, on annual basis.

**86 Operation and Maintenance expenses**

86.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

**87 Tariff determination for Energy Storage**

87.1 The tariff for renewable energy with storage project shall be a composite tariff or differential tariff based on time of day, determined for energy supplied from the Project including the energy supplied from the storage facility:

Provided that such tariff may be determined for supply of power on round the clock basis or for time periods as agreed by Project Developer and Beneficiary.

**Part – XV****Others****88 Tariff for existing Plants set up as per Government of Rajasthan and Government of India Policies**

88.1 Tariff for electricity supply to the distribution licensee by wind energy plants, for which Power Purchase Agreements (PPA) have been executed under GoR policy of 1999 & 2000 and commissioned before 31.03.2007 for the Control Period shall be as hereunder:

Sr. No.	Renewable Energy Generation during the year	Tariff in Rs. Per kWh for plants under GoR policy of	
		11.3.99	4.2.2000
1	2020-21	5.7171	5.7135
2	2021-22	5.7171	5.7135
3	2022-23	5.7171	5.7135
4	2023-24	5.7171	5.7135

Provided that the above tariff shall be applicable if the energy is being supplied from these plants under the PPA period. For period beyond PPA period, the Tariff for Renewable Projects during extended period as per Regulation 10 shall be applicable.

88.2 Tariff for electricity supply to the distribution licensee by Biomass power plants, for which Power Purchase Agreements (PPA) have been executed under GoR Policy of 1999 and commissioned before 30.09.2008 for the Control Period shall be as under:

Sr. No.	Renewable Energy Generation during the year	Tariff in Rs. Per kWh for plants under GoR policy of 11.3.99
1	2020-21	8.0445
2	2021-22	8.4467
3	2022-23	8.8690
4	2023-24	9.3124

Provided that the above tariff shall be applicable if the energy is being supplied from these plants under the PPA period. For period beyond PPA period, the Tariff for Renewable Projects during extended period as per Regulation 10 shall be applicable.

88.3 The tariff for electricity supply to the Distribution Licensee by renewable energy power plants other than those covered by sub regulation 88.1 and which are commissioned up to 31.3.07(for wind power plant) under GoR policies of 2003 & 2004 (original as well as revised) shall be as hereunder, being the same as was applicable for twenty years as per the said Policy:

Sr. No.	Renewable energy generation during the year	Tariff in (Rs. per kWh) as per policy dated		
		30.4.03	25.10.04	25.10.04
		For wind power plant	For wind power plant	For wind power plant (amended on 24.2.06)
1	2020-21	3.92	3.36	3.79
2	2021-22	3.92	3.36	3.79
3	2022-23	3.92	3.36	3.79
4	2023-24	3.92	3.36	3.79

Provided that the above tariff shall be applicable if the energy is being supplied from these plants under the PPA period. For period beyond PPA period, the Tariff for Renewable Projects during extended period as per Regulation 10 shall be applicable.

88.4 **Solar Power Projects (For projects commissioned under Generation based incentive scheme of Govt of India)**

The total tariff payable by Discoms to the solar power producer for projects commissioned under Generation Based Incentive of Govt of India shall be as under:

**A. Tariff for first 10 years from COD**

Sr. No.	Particulars	SPV Technology	CSP Technology
1.	Solar power plants eligible for full GBI as per GoI scheme	Rs.15.78 /kWh	Rs.13.78 /kWh

Sr. No.	Particulars	SPV Technology	CSP Technology
2.	Solar power plants eligible for reduced GBI as per GoI scheme	Rs.15.18 /kWh	Rs.13.18 /kWh

### B. Tariff after 10 years from COD

The tariff after 10 years from COD shall be equivalent to the tariff paid by Distribution Licensee for procurement of power during 10<sup>th</sup> year of operation from COD of the project excluding GBI Incentive i.e., Rs. 4.81/kWh (Rs. 4.03/kWh + Additional Rs. 0.78/kWh) for the remaining tenure of PPA. In case the Solar Project Developer does not want to supply power to Distribution Licensees at this tariff, Solar Project Developer is free to sell power to any other entity.

## 89 Grid Connectivity

89.1 Grid connectivity charges of Rs. 2.5Lakh per MW shall be payable by the Renewable Energy Projects to Transmission Licensee or Distribution Licensee, as the case may be.

89.2 The power injection into the State grid shall be limited to the capacity indicated below.

Sr. No.	Total Power fed through a feeder (in MW)					
		11 kV	33 kV	132 kV	220 kV	400 kV
1	ACSR Racoon	1 MW	2 MW	-	-	-
2	ACSR Dog	2 MW	6 MW	-	-	-
3	ACSR Panther	Above 2 MW & up to 6 MW	Above 6 MW & up to 15 MW	Above 15 MW & up to 70 MW	-	-
4	ACSR Zebra	-	-	-	Above 70 MW & up to 200 MW	-
5	ACSR Single Moose	-	-	-	Above 200 MW & up to 225 MW	-
6	ACSR Twin Moose	-	-	-	-	Above 225 MW & up to 800 MW
7	ACSR Quad Moose	-	-	-	-	Above 800 MW & up to 1600 MW
8	AL 59	-	-	Above 70	Above 120	Above 300 MW

Sr. No.	Total Power fed through a feeder (in MW)					
		11 kV	33 kV	132 kV	220 kV	400 kV
				<i>MW&amp; up to 120 MW</i>	<i>MW&amp; up to 300 MW</i>	<i>&amp; up to 1250 MW</i>
9	<i>HTLS</i>	-	-	<i>Above 70 MW&amp; up to 150 MW</i>	<i>Above 150 MW&amp; up to 300 MW</i>	<i>Above 300 MW &amp; up to 1800 MW</i>

## 90 Metering

90.1 In respect of sale of energy to the Distribution Licensee, the metering for the purpose of energy accounting shall be as under:

(a) For Solar PV and solar thermal plants, the metering shall be at the line isolator on the outgoing feeder on HV side of the generator transformer.

(b) For wind power plants supplying power through pooling arrangement, the metering shall be at the grid substation of the licensee:

Provided that for the said metering at the grid substation of licensee, the following losses shall be considered:

(a) Losses of 1% for metering up to 33 kV.

(b) Losses of 2.5 % for metering at 132 kV and above.

90.2 In respect of sale of energy to the Distribution Licensee, from Biomass, Biogas, Biomass Gasifier based power plants, Non-fossil fuel based cogeneration plants, Municipal solid waste based plants and any other technologies approved by MNRE which does not use pooling arrangement for the supply of power, the metering for the purpose of accounting shall be at the line isolator on the outgoing feeder on HV side of the generator transformer.

90.3 All the metering installations shall comply with the Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 and its amendments thereof:

Provided that if the metering installations of existing Renewable Energy based Generating Stations are not compliant with the Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 and its amendments thereof, these Generating Stations should install the meters complying with Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 and its amendments thereof within one year from the date of notification of these Regulations.

90.4 Biomass power plants, covered under GoR Policy, 1999, shall also be allowed to shift their meters to the line isolator of the outgoing feeder on HV side of the generator, if it opts so, subject to the technical feasibility and acceptance by the Distribution Licensee. However, the cost of shifting shall be borne by the concerned generator.

90.5 In case of open access for renewable energy and in case of sale of electricity under REC mechanism, the metering would be at EHV substation of transmission licensee or HV station of distribution licensee as the case may be, and the provision of losses, as specified above, shall not be applicable.

## 91 Other Charges

91.1 The following charges shall be applicable for existing as well as upcoming Renewable energy projects:

### 91.2 kVArh charges

91.2.1 Net kVArh drawal by generating plants from the Grid shall be billed at 15.00 paise /

kVArh w.e.f.01.04.2020 escalated annually at 0.50 paise / kVArh, till the same are specified in any Regulation or in any Order issued by the Commission.

### 91.3 Import of power by Generating Stations

91.3.1 Energy drawn by the generating station from the grid during shutdown and outages, and for restarting after shut down, shall be set off against the energy sold to the Distribution Licensee within the State on a quarterly basis:

Provided that in case of drawal by the generating station is more than its injection in a month, the excess drawal during the month shall be carried forward to the subsequent month and so on. Such cumulative excess drawal, if any, shall be settled on quarterly basis at tariff applicable to a Large Industrial consumer. The first quarter would begin from April 1 of the relevant year:

Provided further that where sale to Distribution Licensee is not being effected or where sale to distribution licensee is under REC mechanism, such drawal from the grid shall be billed at tariff for temporary supply applicable to HT Industrial consumer (tariff category HT-5) on daily basis.

### 91.4 Transmission & wheeling charges

91.4.1 In case of third party sale or for captive use both within the State or outside the State, the transmission charges and wheeling charges shall be recovered in cash and transmission losses and wheeling losses shall be recovered in kind as under:

- (a) For use of transmission network, transmission charges and losses as determined by the Commission in respect of open access transactions would be applicable.
- (b) For use of distribution licensee's network, the wheeling charges and losses as determined by the Commission in respect of open access transactions at respective voltage levels at which electricity is supplied, would be applicable:

Provided that, notwithstanding, anything contrary mentioned in other Regulations, time being in force, Wheeling Charges for Renewable Energy Projects shall be applicable on per unit basis on the total energy wheeled and not on the basis of open access contracted capacity.

- (c) For use of both EHV and distribution network, both transmission and wheeling charges as well as losses, as applicable, shall be payable:

Provided that in case of Power Purchase Agreements executed and plants commissioned up to 31.03.2007 under the State Government Policies specified in Regulation 88, the charges as per Policy shall be applicable unless RE power plant opts otherwise:

Provided further that there shall be an exemption of 75% in Intra-State transmission charges and wheeling charges for the Renewable Energy with Storage projects installed after the date of notification of these Regulations and before 31.03.2023 either set up as Captive Project or supplying power to third party under Open Access. This exemption shall be applicable for first seven years of operation from the date of commissioning of the Project:

Provided also that there shall be an exemption of 100% in Intra State transmission charges and wheeling charges for Solar Power Project set up after the date of notification of these Regulations and before 31.03.2023 for supplying power to Electric Vehicle charging stations either under Captive route or through open access. This exemption shall be applicable for first ten years from the date of

establishing of Electric Vehicle charging stations:

Provided also that, the above exemptions shall be applicable for projects with individual plant capacity of maximum 25 MW and for the total capacity of 500 MW.

### 91.5 SLDC Fees and Charges

91.5.1 SLDC fees and charges shall be as specified in RERC (Levy of fee and charges by the State Load Despatch Centre) Regulations, 2004, as amended from time to time.

### 91.6 Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge

91.6.1 The Cross-subsidy surcharge and Additional Surcharge as determined by the Commission from time to time shall be applicable for following transactions based on renewable energy power stations:

- a) Supply of power to third party under open access utilising the network of transmission or distribution licensee
- b) Supply of power by third party for renewable energy based co-located plants
- c) Supply of power by third party from renewable energy based plants installed behind the meter

Provided that the Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge shall not be applicable for Renewable Energy based Captive Power Plants.

## 92 Renewable Energy Based Captive Power Plants

92.1 The maximum permissible capacity of eligible individual new renewable energy-based captive powerplant including renewable energy based plant installed behind the meter shall be limited to 100% of the Contract Demand:

Provided that eligible co-located individual renewable energy based captive powerplant shall utilise the same service line and installation for injection of power into the grid as well as drawal of power from the distribution licensee.

92.2 The maximum permissible energy to be consumed and banked from new renewable energy captive generating plant shall be limited to the energy corresponding to the minimum Capacity Utilisation Factor/Plant Load Factor in percent as applicable for respective technology as specified in these Regulations plus 5 percent:

Provided the energy consumed in excess of the above limit shall be treated as deemed drawl from the distribution licensee and will be billed accordingly.

## 93 Banking

93.1 The terms and conditions of Banking specified in these Regulations shall be applicable for both existing Renewable Energy based plants and new Renewable Energy based plants.

93.2 For availing the banking facility, the Renewable Energy based captive power plant shall install ABT compliant Special Energy Meters (SEMs), capable of energy accounting for each block of 15 minutes.

93.3 Banking of Energy subject to a maximum ceiling of 25% of the energy injected by Renewable Energy Captive Generating Station during 15-minute time block basis at consumption end shall be allowed only for captive consumption within the State:

Provided that no banking facility shall be allowed for Renewable Energy plants supplying power to third party under open access and for consumption from the Renewable Energy plant installed behind the meter without any bi-directional meter in the same premises:

Provided also that for availing Banking Facility, Renewable Energy Captive Generating Station will enter into Wheeling and Banking Agreement with Distribution Licensee.

#### 93.4 Period of banking:

93.4.1 The banking shall be allowed on annual basis for the financial year.

#### 93.5 Energy Accounting for Banking:

93.5.1 Notwithstanding anything contrary contained in any other Regulations time being in force the Energy Accounting shall be as under.

The banking as well as withdrawal of banked energy shall be subject to scheduling as required.

If in any 15-minute time block, injected energy is more than the energy drawn, the excess energy subject to maximum of 25% of energy injected during the time block shall be computed and cumulated till the end of the month. The excess energy so computed shall be set off after adjusting the banking charges against the cumulative drawal of energy from Discoms in the same month except drawal during peak hours.

Illustration: If in any time block, 100 units of energy have been injected and 60 units of energy are drawn, the excess injected energy to be considered for the particular time block shall be 40 units of which 25 units shall be banked and remaining 15 units shall lapse and no compensation shall be applicable on excess energy injected beyond 25% of energy generated during the time block.

- (a) The remaining excess injected energy, if any, at the end of the respective month shall be considered as energy banked and carried forward to the next month.
- (b) The drawal of banked energy shall not be permitted during peak hours as determined by the Distribution Licensee. The cumulative energy banked till the end of particular month after adjusting the banking charges shall be set off against the cumulative drawal during the month excluding drawal during peak hours.
- (c) Unutilized banked energy at the end of financial year shall lapse and no compensation shall be applicable on unutilized banked energy at the end of the financial year.

93.6 Banking charges at the rate of 10% of banked energy would be payable in kind and shall be adjusted against the banked energy before withdrawal.

Illustration: If 100 Units of energy have been banked by Captive Generator, Captive Generator will be able to draw 90 units of banked energy and 10 units will be deducted as banking charges.

### 93.7 Optional Monthly Banking for Existing Renewable Energy based Captive Generating Stations

93.7.1 The existing Renewable Energy based Captive Generating Stations installed before notification of these Regulations will have an option to avail the banking facility either as per terms and conditions mentioned at Regulations 93.1 to 93.6 or monthly banking as per following terms and conditions:

- a) Energy shall be allowed to be banked at consumption end for only captive consumption within the State.
- b) The banking shall be on monthly basis.
- c) Energy Accounting:

Notwithstanding anything contrary contained in any other Regulations for the time being in force, the Energy Accounting shall be as under:

- i. If in any block, injected energy is more than the energy drawn, the excess



energy shall be computed. The excess energy of each time block shall be cumulated till the end of the month and shall be set off against the cumulative drawal of Discom's energy in the same month except drawal during peak hours as determined by the Distribution Licensee after adjusting the banking charges.

- ii. Unutilized banked energy at the end of the month shall lapse and no compensation shall be applicable on unutilized banked energy at the end of the month.

- d) Banking charges at the rate of 10% of banked energy in each month would be payable in kind.

#### **94 Parallel Operation Charges**

94.1 The connectivity of Renewable Energy Based Captive Power Plant to the Grid or State transmission system shall be governed by the connection conditions stipulated under State Grid Code and Connectivity Regulations of Central Electricity Authority notified in accordance with sub-section (b) of Section 73 of the Act.

94.2 The Commission may stipulate from time to time the 'Parallel Operation Charges' based on Petition filed by Distribution Licensee to be applicable for parallel operation of the Renewable Energy based Captive Power Plant (with co-located loads) or Renewable Energy based Co-Generating plants with the grid separately.

Provided that where Renewable Energy based Captive Power Plant is located at different place and part load of consumer is connected at place of CPP and part of load receives power through open access from Captive Power Plant located at different place, parallel operation charges shall be applicable on part load which is co-located with Renewable Energy based Captive Power Plant.

Illustration: If an industry has 10000 kW Captive Power Plant at Location A and feeds 3000 kW (part load) at co-located industrial load at Location A and transmits the remaining power of 7000 kW to an industry at Location B, then the parallel operation charges will be applicable on 3000 kW.

### **Part – XVI**

#### **Miscellaneous**

#### **95 Deviation from provisions of these Regulations**

95.1 The Commission may deviate from any of the provisions contained in these Regulations on a suo-motu basis having regard to the circumstances of the case:  
Provided that the reasons for such deviation shall be recorded in writing.

#### **96 Power to amend**

96.1 The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations.

#### **97 Power to Relax**

97.1 The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be affected, may relax any of the provisions of these Regulations suo-motu or on an application made before it by an interested person.

#### **98 Power to remove difficulties**

98.1 If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the

Commission may either suo-motu or on a petition, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act as may appear to be necessary for removing the difficulty.

By Order of the Commission,

Secretary

### Annexure-I

#### Abbreviations

COD	:	Commercial Operation Date
CPP	:	Captive Power Plant
CUF	:	Capacity Utilisation Factor
EHV	:	Extra High Voltage
FY	:	Financial Year
GOI	:	Government of India
GOR	:	Government of Rajasthan
IEGC	:	Indian Electricity Grid Code
kV	:	Kilo Volt
kVARh	:	Kilo Volt Ampere Reactive hour
kWh	:	Kilo Watt Hour
MNRE	:	Ministry of New and Renewable Energy
MW	:	Mega Watt
NLDC	:	National Load Despatch Centre
O&M	:	Operation and Maintenance
PLF	:	Plant Load Factor
PPA	:	Power Purchase Agreement
RDF	:	Refused Derived Fuel
RE	:	Renewable Energy
RERC	:	Rajasthan Electricity Regulatory Commission
RPO	:	Renewable Purchase Obligation
RRECL	:	Rajasthan Renewable Energy Corporation Limited
RVPN	:	Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Limited
R&M	:	Repair and Maintenance
SLDC	:	State Load Despatch Centre

#### **Form-1.1: Template for (Wind/ Small hydro/Solar PV/ Solar Thermal/RE Hybrid/RE with Storage)**

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW	
			Capacity Utilisation Factor (CUF)	%	
			Auxiliary Consumption	%	
			Commercial Operation Date (COD)	dd/mm/ yyyy	

			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost	Normative Capital Cost	Rs. Crore/ MW	
			Capital Cost	Rs. Crore	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Crore	
			Net Capital Cost	Rs. Crore	
3	Financial Assumption	Debt Equity	Tariff Period	Years	
			Debt	%	
			Equity	%	
		Debt Component	Total debt amount	Rs. Crore	
			Total equity amount	Rs. Crore	
			Loan Amount	Rs. Crore	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (incl moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component	Equity Amount	Rs. Crore	
			Return on Equity for first 20 years	% p.a.	
			Return on Equity after 20 years	% p.a.	
			Discount Rate	%	
		Depreciation	Dep Rate for 1st 15 years	%	
			Dep rate 16th year onwards	%	
		Incentives	GBI, if any	Rs. Crore	
			Period for GBI	Years	
4	O& M Expenses	Normative O&M Expense		Rs. Lakh/MW	
		O&M Expenses p.a.		Rs. Crore	
		Escalation Factor		%	
5	Working Capital	O&M Expenses		Month	
		Maintenance Spares	% of O&M Expenses	%	
		Receivables		Month	
		Interest on Working Capital		% per annum	

**Form-1.2: Template for (Biomass/MSW/RDF)**

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW	
			Aux Consumption	%	
			PLF (1st year)	%	
			PLF (2nd year onwards)	%	
			Commercial Operation Date	dd/mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost/ MW	Normative Capital Cost	Rs. Crore /MW	
			Capital Cost	Rs. Crore	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Crore	
			Net Capital Cost	Rs. Crore	
3	Financial Assumption	Debt Equity	Tariff Period	years	
			Debt	%	
			Equity	%	
		Debt Component	Total debt amount	Rs. Crore	
			Total equity amount	Rs. Crore	
			Loan Amount	Rs. Crore	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (including moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component	Equity Amount	Rs. Crore	
			Return on Equity for first 20 years	% p.a.	
			Return on Equity after 20 years	% p.a.	
			Discount Rate	%	
		Depreciation	Dep Rate for 1st 15 years	%	
			Dep rate 16th year onwards	%	
		Incentives	GBI, if any	Rs. Crore	
			Period for GBI	Years	
4	O&M Expenses	Normative O&M Expenses		Rs. Lakh/MW	
		O&M Expenses p.a.		Rs. Crore	
		Escalation Factor		%	
5	Working	O&M		Month	

**Form-2.1: Form Template for (Wind Power, Solar PV/Solar thermal, RE Hybrid Energy Project, Renewable Energy With Storage Project): Determination of Tariff Components**

[illegible]

[illegible][illegible][illegible]

[illegible][illegible]

<b>Levellised Tariff</b>	<b>Unit</b>	<b>Yr-1</b>	<b>Yr-2</b>	<b>Yr-3</b>	<b>Yr-4</b>	<b>Yr-5</b>	<b>Yr-6</b>	<b>Yr-7</b>	<b>Yr-8</b>	<b>Yr-9</b>	<b>Yr-10</b>	<b>Yr-11</b>	<b>Yr -12</b>
Discount Factors													
Discounted Tariff components	Rs/kWh												
Levellised Tariff	Rs/kWh												

Levellised Tariff	Unit	Yr-13	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25
Discount Factors														
Discounted Tariff components	Rs/kWh													
Levellised Tariff	Rs/kWh													

**Form-2.2: Form Template for (Biomass -Rankine Technology, Biogas, Biomass Gasifier, Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogeneration): Determination of Tariff Components**

[illegible][illegible][illegible][illegible]





[illegible]

Discounted Tariff components (Total)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (Fixed)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (Variable)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (Total)	Rs/kWh													

Levelling Tariff	Unit	Yr-13	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25
Discount Factors														
Discounted Tariff components (Fixed)	Rs/kWh													
Discounted Tariff components (Variable)	Rs/kWh													
Discounted Tariff components (Total)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (Fixed)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (Variable)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (Total)	Rs/kWh													

### Form-2.3: Form Template for (Small Hydro Power Projects): Determination of Tariff Components

Units Generation	Unit	Yr-1	Yr-2	Yr-3	Yr-4	Yr-5	Yr-6	Yr-7	Yr-8	Yr-9	Yr-10	Yr-11	Yr-12	Yr-13	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20
Installed Capacity	MW																				
Net Generation	MU																				

Units Generation	Unit	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25	Yr-26	Yr-27	Yr-28	Yr-29	Yr-30	Yr-31	Yr-32	Yr-33	Yr-34	Yr-35	Yr-36	Yr-37	Yr-38	Yr-39	Yr-40
---------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

[illegible][illegible][illegible][illegible]

PU Return on Equity	Rs/kWh																				
PU Tariff Components	Rs/kWh																				
<b>Per Unit Tariff components</b>	<b>Unit</b>	<b>Yr-21</b>	<b>Yr-22</b>	<b>Yr-23</b>	<b>Yr-24</b>	<b>Yr-25</b>	<b>Yr-26</b>	<b>Yr-27</b>	<b>Yr-28</b>	<b>Yr-29</b>	<b>Yr-30</b>	<b>Yr-31</b>	<b>Yr-32</b>	<b>Yr-33</b>	<b>Yr-34</b>	<b>Yr-35</b>	<b>Yr-36</b>	<b>Yr-37</b>	<b>Yr-38</b>	<b>Yr-39</b>	<b>Yr-40</b>
PU O&M Expenses	Rs/kWh																				
PU Depreciation	Rs/kWh																				
PU Interest on term loan	Rs/kWh																				
PU Interest on working capital	Rs/kWh																				
PU Return on Equity	Rs/kWh																				
PU Tariff Components	Rs/kWh																				

<b>Levelling Tariff</b>	<b>Unit</b>	<b>Yr-1</b>	<b>Yr-2</b>	<b>Yr-3</b>	<b>Yr-4</b>	<b>Yr-5</b>	<b>Yr-6</b>	<b>Yr-7</b>	<b>Yr-8</b>	<b>Yr-9</b>	<b>Yr-10</b>	<b>Yr-11</b>	<b>Yr-12</b>	<b>Yr-13</b>	<b>Yr-14</b>	<b>Yr-15</b>	<b>Yr-16</b>	<b>Yr-17</b>	<b>Yr-18</b>	<b>Yr-19</b>	<b>Yr-20</b>
Discount Factors																					
Discounted Tariff components	Rs/kWh																				
<b>Levelling Tariff</b>	<b>Rs/kWh</b>																				

<b>Levelling Tariff</b>	<b>Unit</b>	<b>Yr-21</b>	<b>Yr-22</b>	<b>Yr-23</b>	<b>Yr-24</b>	<b>Yr-25</b>	<b>Yr-26</b>	<b>Yr-27</b>	<b>Yr-28</b>	<b>Yr-29</b>	<b>Yr-30</b>	<b>Yr-31</b>	<b>Yr-32</b>	<b>Yr-33</b>	<b>Yr-34</b>	<b>Yr-35</b>	<b>Yr-36</b>	<b>Yr-37</b>	<b>Yr-38</b>	<b>Yr-39</b>	<b>Yr-40</b>
Discount Factors																					
Discounted Tariff components	Rs/kWh																				
<b>Levelling Tariff</b>	<b>Rs/kWh</b>																				

